

**Metodología para la asignación de confiabilidad, con base  
en análisis de importancia y criticidad, en sistemas  
variantes en configuración, con aplicación en sistemas  
eléctricos**

*Trabajo de grado presentado como un requerimiento para obtener el  
título de:*

*Magíster en Ingeniería Eléctrica*

Luis Felipe Salguero Isaza

**Director:** Mauricio Holguín Londoño, Ph.D.

**Codirector:** Germán Andrés Holguín Londoño, M.Sc.



**Universidad Tecnológica de Pereira**

**Facultad de Ingenierías**

**Maestría en Ingeniería Eléctrica - Línea de automática**

**Grupo de Investigación en Gestión de Sistemas Eléctricos,**

**Electrónicos y Automáticos**

**Pereira-Risaralda**

**Mayo 2021**

Dedicado a mi familia y amigos que siempre han estado ahí para apoyarme y contribuir con mi desarrollo personal y profesional.

Agradecimientos...

A mi tutor, el ingeniero Mauricio Holguín Londoño, por su paciencia, compromiso y sus contribuciones a mi trabajo, a mi formación como persona y profesional, y en especial por esa calidad humana que posee.

Al ingeniero Germán Andrés Holguín Londoño, por conocimientos otorgados y su asesoría en temas fundamentales.

Brindar mis agradecimientos al programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y al grupo de Investigación en Gestión de Sistemas Eléctricos, Electrónicos y Automáticos.

# Índice general

<b>I. Introducción</b>	<b>10</b>
1. Resumen	11
2. Abstract	12
3. Definición del problema	13
4. Justificación	16
5. Objetivos	19
5.1. Objetivo general . . . . .	19
5.2. Objetivos específicos . . . . .	19
6. Estado del arte	20
7. Marco metodológico	22
 <b>II. Marco teórico</b>	 <b>24</b>
8. Marco conceptual	26
8.1. Teoría de la probabilidad . . . . .	26
8.1.1. Adición . . . . .	27
8.1.2. Multiplicación . . . . .	27
9. Modelos de fallas	29
9.1. Medidas de confiabilidad . . . . .	29
9.2. Función de riesgo . . . . .	30
9.3. Ley de falla exponencial . . . . .	32
10. Sistemas reducibles	34
10.1. Confiabilidad en serie . . . . .	35
10.2. Confiabilidad en redundancia . . . . .	36
10.3. Confiabilidad en paralelo . . . . .	37
10.4. Confiabilidad en redundancia pasiva con conmutador ideal . . . . .	38

10.5. Confiabilidad en redundancia de espera en frío con conmutador imperfecto . . . . .	40
10.6. Confiabilidad en redundancia de espera con carga parcial y conmutador imperfecto .	42
<b>11. Sistemas irreducibles</b>	<b>46</b>
<b>12. Regla trapezoidal</b>	<b>48</b>
<b>13. Análisis de importancia</b>	<b>49</b>
13.1. Medida de Birnbaum . . . . .	49
13.2. Medida de potencial de mejora . . . . .	51
13.3. Medida de valor del riesgo . . . . .	52
13.4. Medida de reducción de riesgo . . . . .	52
13.5. Medida de criticidad . . . . .	53
13.6. Fussell-Vesely's . . . . .	53
<b>III. Metodología</b>	<b>56</b>
<b>14. Modelo de red</b>	<b>57</b>
14.1. Topología de la red . . . . .	57
14.2. Descripción de componentes . . . . .	58
<b>15. Modelo de confiabilidad</b>	<b>60</b>
15.1. Reducción de sistemas . . . . .	60
15.1.1. Serie de paralelos . . . . .	60
15.1.2. Paralelo de series . . . . .	61
15.1.3. Redundancia pasiva con conmutador ideal . . . . .	61
15.1.4. Redundancia para espera en frío con conmutador imperfecto . . . . .	61
15.1.5. Redundancia para espera con carga parcial y conmutador imperfecto . . . . .	62
15.2. Sistemas irreducibles . . . . .	63
<b>16. Estados operativos de un sistema</b>	<b>65</b>
<b>IV. Resultados y conclusiones</b>	<b>67</b>
<b>17. Análisis de importancia en el tiempo</b>	<b>69</b>
17.1. Clasificación en el tiempo . . . . .	69
<b>18. Metodología y validación</b>	<b>75</b>
18.1. Metodología . . . . .	75
18.2. Base de datos . . . . .	77

<b>19. Resultados y análisis</b>	<b>80</b>
19.1. Caso 1 . . . . .	80
19.2. Caso 2 . . . . .	87
19.3. Caso 3 . . . . .	94
19.4. Caso 4 . . . . .	101
 <b>V. Conclusiones y recomendaciones</b>	 <b>109</b>
<b>20. Conclusiones</b>	<b>110</b>
<b>21. Trabajos futuros</b>	<b>111</b>
<b>22. Trabajos derivados</b>	<b>112</b>

# Índice de tablas

18.1. Tipos de fallas, parámetros y elementos de un sistema eléctrico de distribución [1] .	77
18.2. Tipos de fallas y parámetros de distribución de componentes de una central hidro- eléctrica, tomado de [2] . . . . .	78
18.3. Tipos de fallas y parámetros de distribución de componentes con diferente tasa de falla, pertenecientes a una central hidroeléctrica, tomado de [2] . . . . .	79
19.1. Estados operativos del sistema eléctrico de distribución . . . . .	82
19.2. Clasificación de importancia de los elementos del sistema de distribución por inter- valos de tiempo . . . . .	86
19.3. Comparación de métodos, caso 1 . . . . .	87
19.4. Estados operativos del sistema central hidroeléctrica . . . . .	89
19.5. Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica .	93
19.6. Comparación de métodos, caso 2 . . . . .	94
19.7. Estados operativos del sistema central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . .	96
19.8. Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	100
19.9. Comparación de métodos caso 3 . . . . .	100
19.10 Estados operativos del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by .	102
19.11 Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	107
19.12 Comparación de métodos, caso 4 . . . . .	108

# Índice de figuras

9.1. Función de confiabilidad $R(t)$ , función de distribución acumulativa CDF y función de densidad de probabilidad PDF . . . . .	30
10.1. Configuración lógica . . . . .	34
10.2. Conexión lógica en serie . . . . .	35
10.3. Configuración en redundancia . . . . .	36
10.4. Conexión lógica en redundancia activa . . . . .	37
10.5. Conexión lógica en redundancia pasiva con conmutador ideal . . . . .	39
10.6. Conexión lógica para redundancia de espera en frío . . . . .	41
10.7. Conexión lógica en redundancia con carga parcial . . . . .	43
10.8. Gráfica de confiabilidad para diferentes configuraciones lógicas de un sistema . . . . .	44
11.1. Sistemas irreducibles . . . . .	46
11.2. Conjunto de cortes mínimos . . . . .	47
11.3. Conjunto de cortes mínimos de la figura 11.1 . . . . .	47
14.1. Representación lógica de un sistema eléctrico . . . . .	58
16.1. Sistema de distribución . . . . .	65
16.2. Estados operativos del sistema eléctrico de distribución a causa de fallas en sus componentes . . . . .	66
17.1. sistema distribución 34.5-13.2 KV . . . . .	69
17.2. Confiabilidad de subsistemas . . . . .	70
17.3. Importancia de subsistemas . . . . .	70
17.4. Áreas de importancia de un elemento, a razón de una falla o un cambio en la confiabilidad del sistema en un intervalo de tiempo dado . . . . .	71
18.1. Diagrama del modelo propuesto. Fuente autor . . . . .	75
18.2. Diagrama esquemático de un sistema eléctrico de distribución, tomado de [1] . . . . .	77
18.3. Diagrama esquemático de un sistema de central hidroeléctrica, tomado de [2] . . . . .	78
19.1. Conexión lógica del sistema de distribución . . . . .	80
19.2. Confiabilidad del sistema eléctrico de distribución . . . . .	81



19.3. Confiabilidad individual de cada elemento del sistema eléctrico de distribución en el tiempo . . . . .	81
19.4. Medidas de importancia del sistema eléctrico de distribución . . . . .	83
19.5. Medidas de importancia del sistema eléctrico de distribución cuando falla el ítem 3. . . . .	84
19.6. Medidas de importancia acumulada del sistema eléctrico de distribución. . . . .	85
19.7. Análisis de importancia del sistema central hidroeléctrica, tomado de [2] . . . . .	87
19.8. Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica . . . . .	88
19.9. Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica . . . . .	89
19.10 Confiabilidad individual de cada elemento de la central hidroeléctrica . . . . .	89
19.11 Medidas de importancia de la central hidroeléctrica . . . . .	90
19.12 Medidas de importancia de la central hidroeléctrica cuando falla el ítem 8 . . . . .	91
19.13 Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	92
19.14 Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	94
19.15 Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica con diferentes tasas de falla en redundancia . . . . .	95
19.16 Confiabilidad individual de la central hidroeléctrica con diferentes tasas de falla en redundancia . . . . .	95
19.17 Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	97
19.18 Medidas de importancia cuando falla el ítem 12 de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	98
19.19 Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas . . . . .	99
19.20 Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	101
19.21 Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	102
19.22 Confiabilidad individual de cada elemento de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	102
19.23 Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	103
19.24 Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by, cuando falla el ítem 12 . . . . .	105
19.25 Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by . . . . .	106

**Parte I.**

**Introducción**

# 1. Resumen

Como el sistema eléctrico es complejo, necesita cada vez más de un análisis de variaciones de confiabilidad en el tiempo. En un sistema convencional, el análisis de confiabilidad de red no tiene presente los cambios de configuración y, por ende, de relevancia de los componentes a lo largo del tiempo. Partiendo de una configuración inicial, los componentes van presentando variaciones en confiabilidad y en probabilidad de falla, ocasionando con ello cambios en la estructura interna de los sistemas. Dentro de un escenario de análisis temporal de componentes individuales, un componente que inicialmente es relevante luego puede ser irrelevante con el tiempo, debido a las fallas de otros componentes. En este documento se presenta una metodología de análisis para estudiar la asignación de importancia y criticidad de los componentes de un sistema eléctrico, como los sistemas de generación, transmisión, subtransmisión, distribución y sistemas de uso de energía, que poseen características estructurales variantes en el tiempo. Finalmente se demuestra que, desde los resultados, se puede evidenciar la relevancia de un análisis de criticidad e importancia en sistemas que varían su configuración, en comparación a emplear métodos tradicionales con un punto de vista estático.

## 2. Abstract

As the electrical distribution system is complex, it increasingly requires an analysis of reliability variations over time. In a conventional system, the reliability analysis of the grid does not take into account the changes in configuration, neither the relevance of the components throughout time. Starting from an initial configuration, the components present variations in reliability and probability of failure, causing changes in the internal structure of the systems. Within a temporal analysis scenario of individual components, a component that is initially relevant may eventually become irrelevant, due to the failure of other components. This document presents a methodology of analysis in order to study the importance and criticality allocation of the components of an electrical system, like generation, transmission, sub-transmission, distribution and energy use systems with structural characteristics that vary over time. Finally, the results show the relevance of a criticality analysis and its importance in systems that vary their configuration, compared to the use of traditional methods with a static point of view.

### 3. Definición del problema

A través del tiempo, los sistemas eléctricos han abastecido y alimentado diversas cargas con un suministro de energía confiable, y a un precio económicamente rentable [3]. Sin embargo, la deficiencia energética ha perjudicado la economía de algunos países en donde también se ha visto afectado el desarrollo de la sociedad y el medio ambiente a través de emisiones de gases de efecto invernadero [4]. Los sistemas han operado de la misma manera en las últimas décadas, donde la falta de inversión para nuevas instalaciones y la combinación de componentes antiguos de red, ha resultado en sistemas eléctricos ineficientes y cada vez más inestables [5, 6]. La creciente demanda de energía eléctrica y la interconexión regional hacen que tanto el número de componentes de red y el número de fallas se incrementen exponencialmente [7]. Por diferentes razones, la red eléctrica está sujeta a constantes interrupciones no programadas y algunos componentes del sistema se ven sometidos a fallas o salidas del servicio, generando inconvenientes en el suministro eléctrico del consumidor final [8].

En los últimos años, la interconexión y la implementación de dispositivos de control flexible han fortalecido la dependencia de manejo de información y capacidad de control de la red eléctrica [9]. La implementación de una gran cantidad de sistemas de medición avanzados, tales como equipos de adquisición de datos, de computación y de control flexible hacen que el sistema eléctrico y el sistema de red de comunicaciones estén profundamente interconectados, y, por tanto, el sistema eléctrico tiene características básicas de un sistema ciber físico (CPS, del inglés *cyber physical system*) y puede tratarse como uno de estos [10, 11]. La fusión profunda y la interacción entre el sistema de comunicación de información y el sistema físico de red eléctrica es compleja, ya que es un sistema discreto cuando las variables de estado cambian instantáneamente de valor en ciertos instantes de tiempo, continuo cuando cambian de forma continua a lo largo del tiempo y acoplado cuando existen simultáneamente variables de estado continuas y discretas. Lo anterior, hace que el tratamiento de la red eléctrica actual sea diferente de la red tradicional.

Como el sistema eléctrico es complejo y cuenta con una gran cantidad de elementos, necesita cada vez más de un análisis de variaciones de confiabilidad en el tiempo. En la actualidad, en un sistema convencional, el análisis de confiabilidad de red radica en evaluar la capacidad de dos o más nodos conectados para comunicarse entre sí, dada la probabilidad de falla de todos los componentes en el sistema [12, 13]. Sin embargo, este método no tiene presente los cambios de la confiabilidad y la relevancia de los componentes a lo largo del tiempo. Partiendo de una configuración inicial, los componentes van presentando variaciones en confiabilidad y hasta de fallo, ocasionando con

ello cambios en la configuración interna de los sistemas y por tanto en la confiabilidad misma [14]. Dentro de un escenario de análisis temporal de componentes individuales, un componente que inicialmente es relevante luego puede ser irrelevante con el tiempo, debido a las fallas de otros componentes; igualmente, en caso contrario, un componente inicialmente irrelevante puede pasar a ser relevante [15]. Los problemas de confiabilidad, normalmente se asocian a sistemas que son discretos en el espacio [16], es decir, permanecen en uno de un conjunto de estados identificables del sistema, pero descuidando sus variaciones en el tiempo [17].

En la evaluación de confiabilidad de sistemas ciber físicos, como el caso de sistemas eléctricos, se emplean técnicas de evaluación de la confiabilidad que se pueden clasificar en varias categorías; en [18] se proponen dos: métodos analíticos y de simulación; mientras que en [19] se asumen cuatro categorías: red [20], métodos analíticos, métodos de Monte Carlo y Márkov [21, 22, 23]. La elección de uno de estos enfoques depende del objetivo de análisis, la complejidad de la conexión de la red, el tiempo de cálculo requerido y la precisión con que se pretende realizar [7, 24].

En la clasificación de red, se han empleado técnicas como las denominadas redes neuronales [25, 26], que tienen en cuenta la influencia de múltiples condiciones prácticas de funcionamiento, como los cambios en la estructura de la red, pero hay una gran variedad de problemas que deben abordarse, como en el caso de diseños complejos, se presentan problemas de ajuste excesivo, y los resultados se relacionan estrechamente con los efectos del entrenamiento [27, 28].

El método analítico para el análisis de confiabilidad [29], consiste en seleccionar el estado de falla por enumeración y calcular el índice de confiabilidad con la ayuda del método de análisis matemático [30], pero este método tiene características de computación intensiva, es difícil de lidiar con eventos relevantes y de simular la estrategia de control [31]. Dentro de esta clasificación se encuentra el método clásico de diagramas de bloques (RBD, del inglés Reliability Diagrams Block), el cual es considerado como un método esencial para el análisis de confiabilidad [32]. Este suele ser empleado en la evaluación de algunos sistemas complejos [33], sin embargo, debido a la redundancia de estos sistemas, se suele modelar la red de forma estática, es decir, limitando su configuración a bloques en serie-paralelo o párelo-serie, y no se considera un comportamiento de confiabilidad dinámico, como lo es la redundancia en espera o stand-by, dependencia entre elementos y fallas de causa común. Además, la configuración de un sistema también puede variar y este método no tiene presente la reparación de un subsistema fallido [34, 35].

En la literatura, una técnica muy importante que se emplea en la evaluación de la confiabilidad, que ha recibido considerable atención y uso durante los últimos años se conoce como el enfoque de Markov [17]. Este método consiste en un proceso estocástico cuya distribución de probabilidad del valor futuro depende únicamente de su valor presente y no del historial de estados o eventos pasados (propiedad Markoviana) [36, 37]. En la aplicación planteada en [3], los modelos de Markov

son un enfoque analítico apropiado para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico, debido a la característica denominada “carencia de memoria” que puede ayudar a predecir el desarrollo futuro dado el conocimiento de la información actual, dando lugar a la evaluación y predicción de la seguridad del sistema y toma de decisiones para mantenimiento programado [36, 38].

Por otro lado, el método de Monte Carlo se ha empleado en la evaluación de confiabilidad del sistema eléctrico [39, 40]. No obstante, algunos recurren a este cuando otros métodos deterministas no dan una evaluación de confiabilidad adecuada [3]. Este método evalúa repetidamente la confiabilidad utilizando parámetros tomados de distribuciones pseudoaleatorias para simular el comportamiento estocástico [17, 39, 41, 42]. Las técnicas de simulación pueden proporcionar información, como las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad, además de los valores promedio. Estas se pueden dividir en simulaciones secuenciales y no secuenciales [43]. Los enfoques secuenciales pueden simular el aspecto cronológico de la operación del sistema y proporcionar la duración de la interrupción de cada falla. De ahí que, este enfoque es capaz de producir estimaciones precisas de índices de confiabilidad, pero requiere un esfuerzo computacional más grande que el método analítico y no secuencial, haciéndolo no factible para sistemas grandes. Las técnicas no secuenciales tienen una alta eficiencia computacional pero no pueden simular los aspectos cronológicos de la operación del sistema [44]. En general, este método puede simular casi cualquier sistema con cualquier modo de falla, pero requiere de muchas muestras (especialmente para simular eventos improbables) y su precisión de salida puede depender del número de ejecuciones y variables en el sistema [3, 45].

Dadas las consideraciones anteriores, se plantea como pregunta de investigación: ¿Cómo tener presente en la evaluación de la confiabilidad, el estado de operación y la importancia de componentes de un sistema que presenta variaciones en su estructura con el tiempo, con el fin de obtener información útil de disponibilidad, continuidad y calidad, con aplicación en sistemas eléctricos?

## 4. Justificación

Hoy en día, la red eléctrica es la base de la vida moderna, así como la columna vertebral de la industrialización y la sociedad [46]. Sin embargo, la infraestructura del sistema se enfrenta diariamente a factores como la demanda energética que se encuentra en constante crecimiento [47], la presión para la protección del medio ambiente y a la optimización del sistema de distribución de energía [48]. Pero, con el desarrollo y la expansión de la red, crece la probabilidad de falla en la operación normal del sistema [49, 50] y dado que la red eléctrica se considera una infraestructura crítica, su fiabilidad es esencial [51]. Por tal motivo, es necesario conocer el aporte individual de cada componente o subsistema a la confiabilidad general, así como conocer y evaluar el estado actual y futuro de la red para programar labores de mantenimiento [52]. Pero en la actualidad, los operadores de sistemas eléctricos no cuentan con los medios para evaluar la salud y la condición de sus sistemas [6, 53]. La investigación realizada durante la última década por Power System Automation Laboratory de la Universidad de Texas AM ha demostrado que los modos de falla de los elementos de las líneas de distribución, a menudo se desarrollan durante días o semanas, en algunos casos incluso meses, antes de que ocurra una falla catastrófica o un apagón. En consecuencia, el sistema eléctrico funciona en un estado degradado durante muchas semanas antes de que ocurra la falla, la interrupción y la reparación resultante [6].

El estudio y la evaluación tradicional de la confiabilidad del sistema eléctrico, consiste principalmente en establecer un modelo de confiabilidad capaz de reducir o simplificar la estructura de sistema, y posteriormente establecer índices de confiabilidad. Por ejemplo, en [3] se propone un algoritmo de conjunto de corte codificado de Markov (EMCS, del inglés Encoded Markov Cut Set) para evaluar la confiabilidad de un sistema de energía y para aumentar la eficiencia de la evaluación; este emplea el concepto de redes de Petri y las técnicas de codificación-decodificación de números primos para resolver el problema de conectividad y definir todos los estados basados en la conectividad entre la carga y fuente, pero la dificultad del método del conjunto de corte mínimo (MCS, del inglés Minimal Cut Set) radica en la identificación de los conjuntos de corte y empate mínimos, lo cual implica que el algoritmo necesite de una programación avanzada y compleja. En [6] se presenta una metodología analítica que se basa en la enumeración de los conjuntos de conexiones, como los caminos mínimos y los conjuntos de cortes; sin embargo, la dificultad de este método radica en la identificación de los conjuntos mínimos de éxito y corte, además excluye el efecto de eventos no disjuntos. En [54], sugieren un modelo de cadenas de Markov para el análisis de confiabilidad de sistemas grandes y donde las dificultades numéricas asociadas con matrices de probabilidad de transición se redujeron mediante un ordenamiento sistemático de los estados del sistema, pero la



reducción del sistema y la agrupación de elementos implica un análisis grupal y no individual de los elementos que componen el sistema. En [55] se emplea una máquina de soporte vectorial (SVM, del inglés Support Vector Machine) como método de aprendizaje automático después de las redes neuronales artificiales (ANN, del inglés Artificial Neural Networks); emplea el SVM junto con el RBF debido a su buen rendimiento de aprendizaje, sin embargo, tiene por enfoque la evolución de confiabilidad de la red de comunicación del sistema eléctrico y no evalúa la confiabilidad de todo el sistema.

Con los desarrollos recientes se ha abierto paso a una vía para realizar un análisis de confiabilidad utilizando el concepto de supervivencia incluso para sistemas relativamente complejos. En [56] se muestra cómo el análisis de supervivencia puede derivarse de los dos subsistemas en configuración en serie y en paralelo, y se desarrolla un esquema de inferencia predictiva no paramétrica para la confiabilidad del sistema utilizando la forma de supervivencia [57]. En [58] se describe un nuevo software empleado para la visualización del proceso de construcción de diagramas de bloques (RBD), esto con el fin de determinar automáticamente sus condiciones de rendimiento, sin embargo, ni en [57] y [58], se tienen en cuenta la dinámica que posee el sistema, como lo es la arquitectura en espera y, además, el proceso no está totalmente integrado en el diseño del proceso. En [33] se introduce una metodología basada en (RBD) y una arquitectura en espera, para evaluar la predicción de confiabilidad del sistema y así realizar una predicción de sistemas complejos, pero este método no tiene presente la importancia de los componentes.

En muchos casos los métodos de análisis de confiabilidad no tienen presente el análisis profundo como lo es la importancia y criticidad de componentes, el cual sirve como herramienta para priorizar labores de mantenimiento. En [59] presentaron medidas de importancia generalizadas basadas en la simulación de Monte Carlo. Las medidas de importancia de los componentes pueden determinar qué componentes son más importantes para el sistema, lo que puede sugerir la forma más eficiente de prevenir fallas del sistema, pero los métodos de simulación tradicionales no proporcionan una forma directa de calcular la importancia de los componentes [60]. Además, en caso de imprecisión en la falla del componente, los enfoques de simulación se vuelven intratables. En [61] presentan un método integral de análisis de confiabilidad e importancia del sistema que cuantifica la información y la incertidumbre de los efectos (CCF, del inglés Common Cause Failure) impulsados por los mecanismos de acoplamiento en el sistema. En [2] se propone un método de confiabilidad y una medida de importancia de los componentes basada en el análisis de supervivencia para analizar sistemas con múltiples tipos de componentes. Sin embargo, estos dos métodos anteriores no tienen presente los cambios de estructura y los cambios de importancia que puede sufrir el sistema con el tiempo.

Pese a que en toda la literatura revisada se consideran diferentes métodos para el estudio de confiabilidad, estos carecen de considerar la importancia y variación de la estructura y los elementos del sistema a través del tiempo que, debido a la acumulación de fallas y modificaciones, incluso

por la misma expansión, van afectando la configuración inicial del sistema.

Dado lo anterior, es claro que se necesita un cambio en la estrategia que permita un verdadero mantenimiento basado en la condición actual del sistema [4]; por lo cual, este proyecto de grado plantea una metodología basada en diagramas de bloques que tenga presente el comportamiento dinámico mediante análisis de importancia y criticidad, con el fin de mejorar los procesos de evaluación de la confiabilidad de un sistema ciber físico variante en el tiempo, que se ajuste a agentes de cambio endógenos y exógenos, con aplicación en sistemas de energía eléctrica.

## **5. Objetivos**

### **5.1. Objetivo general**

Plantear una metodología basada en diagramas de bloques, que tenga presente el comportamiento dinámico de sistemas para el análisis de importancia y criticidad, con el fin de mejorar los procesos de evaluación de confiabilidad para sistemas variantes en el tiempo, y que se ajuste a agentes de cambio endógenos y exógenos, con aplicación en sistemas de energía eléctrica

### **5.2. Objetivos específicos**

- Describir e implementar una metodología que permita modelar y estructurar un sistema de red dinámico, el cual pueda variar el estado de operación de cada uno de los elementos.
- Plantear una metodología capaz de evaluar, dentro de un análisis temporal, la importancia y confiabilidad individual de cada elemento para un sistema cambiante
- Comprobar y validar la metodología propuesta a través de una simulación de varios escenarios, con aplicación en sistemas de energía eléctrica.

## 6. Estado del arte

En un inicio, la confiabilidad del servicio no era un tema relevante en el cual se centraban las investigaciones que abordaban temas relacionados con la generación de energía, en donde el objetivo principal era conocer la disponibilidad del servicio. Sin embargo, en el año de 1905 [62], se abordaron aspectos relacionados con el tema de confiabilidad, y ya en la década de los 60 se empiezan a tratar temas relacionados con la confiabilidad del sistema de potencia [63, 64]; aunque estas investigaciones fueron muy escasas, se logró despertar un interés en el desarrollo de métodos y técnicas de cálculo de índices. En 1968 Roy Billinton uno de los pioneros del tema, publicó un libro, llamado “Power-System Reliability Calculations”, donde logró demostrar que las ecuaciones dadas en [63] entregan resultados incoherentes al compararlos con los obtenidos a través de una técnica Markoviana [65], que permite describir todos los estados posibles del sistema. Sin embargo, esta metodología resulta impráctica cuando se trata sistemas grandes de tamaño real. Posteriormente los trabajos realizados en [66, 67] presentaron modificaciones a las ecuaciones dadas en [63] y se presentó en [68] que era posible usar técnicas de cortes mínimos para calcular fallas y índices de confiabilidad empleando las ecuaciones modificadas en [66, 67]. En 1969 Birnbaum propone una medida de importancia [69], lo cual permitió mejorar el análisis de confiabilidad, ya que permitía encontrar y clasificar los elementos críticos del sistema. El aumento de capacidad de almacenamiento y procesamiento en los computadores dio paso a nuevas técnicas más robustas y elaboradas que requieren mayor cantidad de procesamiento. Algunos trabajos como [70, 71] se orientaron a establecer técnicas para encontrar funciones de densidad de probabilidad como manera de independizarse de los promedios. En la actualidad se han expuesto varios enfoques para evaluar la confiabilidad del sistema de red que se basan en modelos analíticos o simulados. En [17, 39] se emplea el método de Monte Carlo (MC), en donde la confiabilidad se evalúa repetidamente utilizando parámetros extraídos de distribuciones pseudoaleatorias para simular el comportamiento estocástico. Por lo general, la simulación de MC se utiliza cuando otros métodos deterministas no dan una solución adecuada. La ventaja de la simulación MC es que puede simular casi cualquier sistema y cualquier modo de falla; la desventaja radica en que requiere muchas muestras (especialmente para simular eventos improbables) y la precisión de la salida puede depender del número de ejecuciones y variables en el sistema. En [17, 62] presentan una metodología analítica que se basa en la enumeración de los conjuntos de conexiones, como las rutas mínimas y los conjuntos de cortes. La dificultad del método de conjunto de corte mínimo (MCS) radica en la identificación de los conjuntos mínimos de amarre y corte y excluyendo el efecto de eventos no disjuntos.

Desde la proposición de importancia de Birnbaum en 1969, se han definido varias medidas adicionales para establecer la criticidad de los componentes. Las medidas de importancia más empleadas

abordan la importancia estructural, la importancia de la probabilidad y la importancia crítica. Birnbaum [69] clasificó las medidas de importancia en tres clases, incluidas las medidas de importancia estructural, las medidas de fiabilidad y las medidas de importancia de tiempo de vida. Kuo y Zhu en [72] dieron una revisión de las medidas de importancia de la confiabilidad. Wei y Col publicaron en [73, 74, 75] una revisión completa sobre el análisis de importancia variable y realizaron un trabajo considerable sobre el análisis de importancia estructural. En [76] se realiza un análisis profundo de confiabilidad aplicado a los sistemas eléctricos, además, se presenta una nueva medida de importancia basada en los costos de interrupción de usuario, con esto identifican los componentes que probablemente causan más costo en términos de interrupción. Feng y Col integraron en [2] la ventaja de modelado de supervivencia, presentando un nuevo componente de medidas de importancia y cuantificando el efecto de la imprecisión en la función de supervivencia del sistema. Además, Eryilmaz et al. en [77, 78] informan de desarrollos considerables sobre la importancia de la confiabilidad conjunta para todo tipo de sistemas bajo varios caracteres de sistema complejos, y proponen una extensión de la importancia de la confiabilidad conjunta y marginal. Los logros de la investigación sobre las medidas de importancia son considerables, la mayoría de los trabajos se concentran en la medida de importancia de los componentes, aunque estas medidas también se pueden emplear para evaluar sistemas variantes en el tiempo.

## 7. Marco metodológico

Como el cumplimiento de los objetivos específicos permite desarrollar el objetivo general mediante la generación de un modelo capaz de describir la conexión lógica del sistema, evaluar la confiabilidad de cada uno de los posibles estados y la dinámica del sistema, se selecciona entonces la siguiente metodología sistemática, dividida en diferentes fases correlacionadas con cada uno de los objetivos específicos mencionados previamente para dar cumplimiento al objetivo general. De esta forma en el capítulo 6 se describe el estado del arte, en II se definen el concepto de probabilidad, la función de riesgo, ley de falla, PDF, CDF, confiabilidad, inconfiabilidad y importancia.

En la parte III, se realiza el análisis de confiabilidad, aquí se desarrolla un algoritmo basado en el método de confiabilidad de diagramas de bloques para generar un modelo que describe el comportamiento de confiabilidad y importancia del sistema en función de sus componentes. La generación del modelo de confiabilidad emplea las siguientes secciones:

La subsección 14, realiza una caracterización de componentes y describe el comportamiento lógico que presenta los elementos, subsistemas y el sistema en general.

Con la generación de la estructura del comportamiento lógico que presenta el sistema, se presenta el modelo de confiabilidad en la subsección 15, la cual genera el modelo de confiabilidad que describe el comportamiento lógico del sistema, su generación se realiza sin limitar el comportamiento de la red ni afectar las propiedades o características de cada subsistema y/o componente. La reducción se realiza en base a la conexión serie de paralelo o paralelos de series, según sea la conexión lógica y no física que presente el sistema.

En 15.2, se emplea el método basado en cortes mínimos para reducir sistemas en puente, es decir, sistemas irreducibles que no pueden ser reducidos con el método anterior. Se evalúa estadísticamente la confiabilidad del sistema en base a cada uno de sus componentes, sin afectar sus características y finalmente se obtiene el modelo de confiabilidad del sistema.

La subsección 16, hace un análisis de los estados operativos que presenta el sistema en el tiempo, generando un modelo de confiabilidad del sistema por cada estado operativo y de esta manera determinar los cambios de confiabilidad que puede llegar a sufrir el sistema, cuando fallan sus componentes en función del tiempo.

En 17 se analizan y se estudian los  $m$  estados operativos del sistema en el tiempo. Se realiza el estudio en intervalos de tiempo simétricos, y se realiza una clasificación de importancia, en base al área de cada elemento y al aporte dado en cada uno de los  $m$  estados operativos que presenta el sistema en el tiempo.

Finalmente en IV, se presenta los experimentos y resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas a los dos sistemas presentados para validar la metodología presente y se comparan los resultados obtenidos de las mismas.

## **Parte II.**

### **Marco teórico**



El contenido de este capítulo se basa en los artículos y libros de Catelani [35], Rausand [79], Smith [80] y Yang [81].

## 8. Marco conceptual

Antes de entrar a definir el concepto de confiabilidad hay que definir el concepto de probabilidad. La probabilidad surge a partir de la frecuencia relativa, la cual indica la cantidad de ocurrencias de un evento dentro de un experimento aleatorio. Por si sola la frecuencia relativa de un experimento puede variar según sea la cantidad de muestras de esta. Sin embargo, cuando  $n \rightarrow \infty$  la frecuencia se estabiliza y nace el concepto de probabilidad.

$$P(s) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n_s}{n} \quad (8.1)$$

Donde:

$n_s$  es la cantidad de muestras en la cuales se verifica el evento  $s$ .

$n$  es la cantidad de muestras tomadas del experimento.

La confiabilidad puede ser definida como la probabilidad de que un elemento supere un tiempo definido ( $P(T > t)$ ). Este estudio se realiza para proporcionar una medida cuantitativa del estado del sistema, también se puede emplear para determinar si el sistema es capaz de cumplir ciertos objetivos planteados desde su diseño o puesta en funcionamiento. Aunque la predicción de la confiabilidad puede ser un cálculo impreciso, es un estudio necesario debido a las siguientes razones:

- Permite evaluar los costos del ciclo de vida del sistema.
- Identifica los elementos mas inconfiables y que ejercen mas fallas sobre el sistema.
- Proporciona información temprana del potencial del sistema para cumplir con estándares de calidad y normativa.
- Establece tiempos periódicos para labores de mantenimiento.
- Mejora el tiempo de disponibilidad del sistema.

### 8.1. Teoría de la probabilidad

En esta sección, se introduce brevemente algunas reglas básicas de probabilidad para comprender el modelado de confiabilidad.

### 8.1.1. Adición

La regla de adición establece que cuando los eventos son mutuamente excluyentes entre sí, y se conocen sus probabilidades, entonces se puede encontrar la probabilidad de ocurrencia de ambos eventos como la suma de las probabilidades individuales. Cuando los eventos son mutuamente excluyentes entonces  $A \cap B = \phi$ , la probabilidad de ocurrencia es:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) \quad (8.2)$$

Donde,

$P(A \cup B)$  es la probabilidad de ocurrencia de  $A$  y/o  $B$ .

En términos generales, se puede expresar la unión de probabilidades de una colección de eventos mutuamente excluyentes  $(A_1, A_2, \dots, A_n)$  como:

$$P(\cup_{i=1}^n A_i) = \sum_{i=1}^n P(A_i) \quad (8.3)$$

Cuando los eventos son no mutuamente excluyentes entre sí, se dice que  $A \cap B \neq \phi$ , entonces se puede definir la unión de ambos eventos como:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (8.4)$$

Donde,

$P(A \cap B)$  es la intersección de los eventos.

En términos generales, se puede describir la unión de probabilidades de una colección de eventos no mutuamente excluyentes como:

$$P(\cup_{i=1}^n A_i) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P(A_i)) \quad (8.5)$$

### 8.1.2. Multiplicación

La regla de la multiplicación dice que cuando dos o más eventos son estadísticamente independientes entre sí, suceden simultáneamente y además, se conocen sus probabilidades individuales de ocurrencia, entonces se puede definir a la intersección de estos eventos como la probabilidad de que sucedan simultáneamente. La probabilidad de que los eventos  $A$  y  $B$  ocurran simultáneamente es su producto.

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (8.6)$$

Donde,

$P(A \cap B)$  es la intersección de los eventos.

En términos generales, se puede denotar la intersección de probabilidades de una colección de eventos independientes entre si  $(A_1, A_2, \dots, A_n)$  como:

$$P(\cap_{i=1}^n A_i) = \prod_{i=1}^n P(A_i) \quad (8.7)$$

Cuando los eventos son estadísticamente dependientes entre si, entonces se dice que el suceso de  $B$  podrá afectar o brindar información de la ocurrencia del evento  $A$ , y se define la probabilidad condicional como la probabilidad de ocurrencia de  $(A)$  debido al suceso confirmado  $B$ . La probabilidad condicional se describe como:

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (8.8)$$

Donde,

$P(A/B)$  es la probabilidad condicional, donde el evento  $A$  puede suceder después de que se ha confirmado la ocurrencia de  $B$ .

De la ecuación 8.8, se puede despejar la intersección de los eventos dependientes entre si.

$$P(A \cap B) = P(A/B) \cdot P(B) \quad (8.9)$$

## 9. Modelos de fallas

En esta sección, se proporciona una introducción a las funciones de leyes de falla, para representar los modelos de confiabilidad de un sistema.

### 9.1. Medidas de confiabilidad

El tiempo de falla de un sistema hace referencia al tiempo transcurrido desde la puesta en funcionamiento hasta la falla del mismo. Se establece  $t = 0$  como punto de partida y se denomina  $T$  como el tiempo transcurrido hasta ocurrir una falla. En contexto, la variable no siempre se emplea para medir el tiempo, también puede hacer referencia a conceptos de tiempo indirectos, como lo son: las conmutaciones (interruptor o relé), distancia (kilómetros), rotaciones (rodamientos o correas) o ciclos (pistones). En algunos casos, esta se puede considerar como una variable aleatoria discreta, o se puede ser aproximada por una variable continua PDF (función de densidad de probabilidad).

**Función de densidad de probabilidad (PDF):** la densidad de probabilidad o pdf, se denota como  $f(t)$  y hace referencia a la distribución de falla en un intervalo de tiempo.

$$P(a \leq T \leq b) = \int_a^b f(\tau) d\tau \quad (9.1)$$

**Función de distribución acumulativa (CDF):** la función de distribución acumulativa o cdf, se denota como  $F(t)$  y hace referencia a la probabilidad de que el valor observado de la variable aleatoria continua sea menor a  $t$ , es decir, es la probabilidad de que un ítem o sistema falle en un tiempo específico  $t$ . Se define como:

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_{-\infty}^t f(\tau) d\tau \quad (9.2)$$

**Función de inconfiabilidad:** la inconfiabilidad se denota como  $Q(t)$ , y se describe como la probabilidad de que el valor observado de la variable aleatoria continua sea menor a  $t$ .

$$Q(t) = \int_{-\infty}^t f(\tau) d\tau = 1 - \int_t^{\infty} f(\tau) d\tau = F(t) \quad (9.3)$$

De lo anterior, se demuestra que la función de inconfiabilidad es la misma CDF y por ende:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (9.4)$$

**Función de confiabilidad:** la función de confiabilidad para un sistema o un ítem, esta definida como  $R(t)$ , donde  $R(t) = P(T > t)$  y se describe como probabilidad de que el valor observado de la variable aleatoria continua sea mayor a un valor  $t$ . Es decir, es la probabilidad de que un ítem bajo condiciones normales, no falle en un instante o intervalo de tiempo  $[0, t]$ .

$$R(t) = P(T \geq t) = 1 - F(t) = \int_t^{\infty} f(\tau) d\tau \quad (9.5)$$

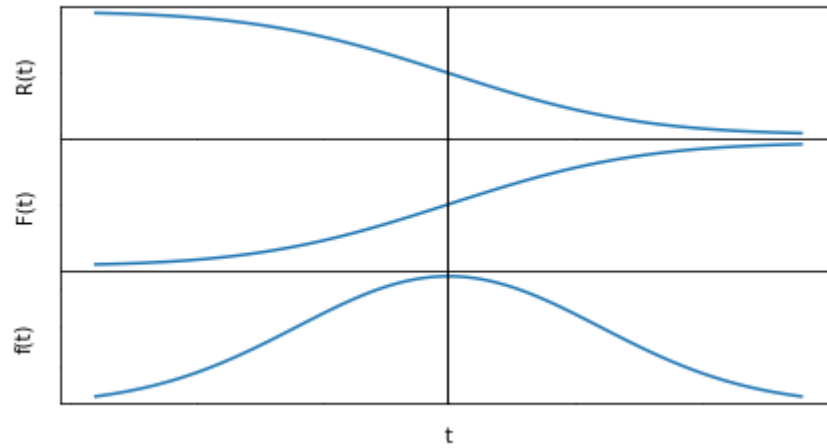


Figura 9.1.: Función de confiabilidad  $R(t)$ , función de distribución comulativa CDF y función de densidad de probabilidad PDF

La relación entre la función de distribución  $F(t)$ , la densidad de probabilidad  $f(t)$  y de confiabilidad  $R(t)$ , se ilustra en la figura 9.1.

## 9.2. Función de riesgo

La función de riesgo o también conocida como tasa de riesgo  $h(t)$ , mide la tasa de cambio de probabilidad de un ítem, para el próximo intervalo de tiempo  $\Delta t$ . Es decir, es la probabilidad de

que un ítem falle durante el próximo intervalo de tiempo  $(t, t + \Delta t)$ , esto sabiendo que el sistema funciona en el instante  $t$ .

$$P(t < T \leq t + \Delta t \mid T > t) = \frac{P(t < T \leq t + \Delta t)}{P(T > t)} = \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{R(t)} \quad (9.6)$$

Al dividir la ecuación 9.6, por la duración del intervalo de tiempo  $\Delta t$  y aproximar  $\Delta t \rightarrow 0$ , se obtiene la función de riesgo  $h(t)$ .

$$\begin{aligned} h(t) &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t \mid T > t)}{\Delta t} \\ &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t)}{\Delta t \cdot P(T > t)} \\ &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\int_t^{t+\Delta t} f(x) dx}{\Delta t \cdot R(t)} \\ &= \frac{\Delta t \cdot f(t)}{\Delta t \cdot R(t)} \\ h(t) &= \frac{f(t)}{R(t)} \end{aligned} \quad (9.7)$$

Ahora, de las ecuaciones 9.2 y 9.5, se puede expresar  $f(t)$  en términos de la confiabilidad  $R(t)$ :

$$\begin{aligned} R(t) = P(T \geq t) &= 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(\tau) d\tau \\ \frac{dR(t)}{dt} &= -f(t) \end{aligned} \quad (9.8)$$

Reemplazando 9.8 en 9.7, se obtiene:

$$\begin{aligned} h(t) &= -\frac{dR(t)}{dt} \cdot \frac{1}{R(t)} \\ &= -\frac{d}{dt} \ln(R(t)) \end{aligned} \quad (9.9)$$

Ya que al inicio se puede esperar que un sistema siempre opere, la probabilidad de una falla inicial es 0, y entonces  $R(t = 0) = 1$  y  $R(T = t) = R(t)$ .

$$\begin{aligned} h(t) &= -\frac{dR(t)}{dt} \cdot \frac{1}{R(t)} \\ &= -\frac{d}{dt} \ln(R(t)) \end{aligned} \quad (9.10)$$

Además,

$$\begin{aligned} - \int_0^t h(\tau) d\tau &= \int_1^{R(t)} \frac{d}{d\tau} \ln(R(\tau)) \\ - \int_0^t h(\tau) d\tau &= \ln(R(t)) \end{aligned} \quad (9.11)$$

De lo anterior, se logra obtener la función de confiabilidad como:

$$R(t) = e^{-\int_0^t h(\tau) d\tau} \quad (9.12)$$

La función de confiabilidad y PDF están relacionadas por la función de riesgo  $h(t)$ . Dadas las ecuaciones 9.7 y 9.8, se puede expresar la función de densidad de probabilidad  $f(t)$  como:

$$f(t) = h(t) \cdot e^{-\int_0^t h(\tau) d\tau} \quad (9.13)$$

Cuando la función de riesgo  $h(t)$  es constante, se denomina tasa de fallos constante y entonces:

$$h(t) = \lambda \quad (9.14)$$

### 9.3. Ley de falla exponencial

La ley de falla exponencial se puede describir de diversas formas. Sin embargo, una de las formas mas sencilla es suponer una tasa de fallas constante  $h(t) = \lambda$  y por consecuencia, la variable aleatoria continua  $T$  toma valores positivos que se distribuyen con escala y forma de  $\lambda$ , sobre una función de densidad de probabilidad.

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\int_0^t \lambda dt} \quad (9.15)$$

La función de densidad de probabilidad del sistema o ítem se describe como:

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \quad (9.16)$$

La función de confiabilidad  $R(t)$  y la función de densidad acumulativa o inconfiabilidad para una distribución exponencial, son entonces:

$$F(t) = \int_0^t \lambda \cdot e^{-\lambda \tau} d\tau = 1 - e^{-\lambda t} \quad (9.17)$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t} \quad (9.18)$$



También, se puede calcular el MTTF, que es el tiempo promedio hasta una falla, como:

$$MTTF(t) = \int_0^{\infty} R(t)dt = \frac{1}{\lambda} \quad (9.19)$$

Ahora, se puede evaluar la función de riesgo, evaluando 9.16 y 9.18 en 9.7

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda \cdot e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad (9.20)$$

En consecuencia, se demuestra en 9.20, que la función de tasa de falla de un elemento o sistema con distribución exponencial es constante, en otras palabras, es independiente del tiempo.

## 10. Sistemas reducibles

Los sistemas eléctricos están compuestos por un conjunto de elementos y subsistemas interconectados físicamente entre sí, que aportan de forma individual a la confiabilidad del sistema. Un sistema es operacional si con los componentes que operan en un determinado instante, el sistema cumple con su función requerida. Para modelar la función que describe el comportamiento de confiabilidad se emplea el método de confiabilidad por diagramas de bloques, en el cual se tienen subsistemas básicos, tal como se muestra en la figura 9.1

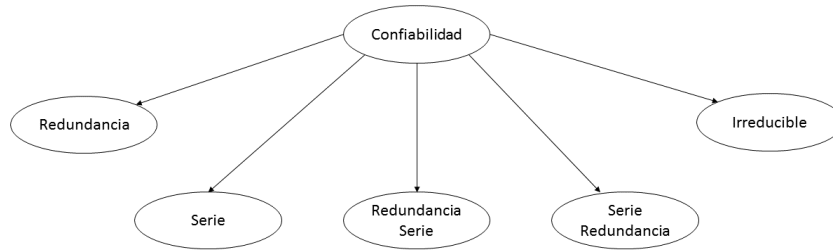


Figura 10.1.: Configuración lógica

Los diagramas de bloques establecen una relación estructural entre un sistema y sus componentes por medio de un modelo determinista. Por lo general, no se puede predecir con certeza si un componente dado estará o no en un estado de falla después de  $t$  unidades de tiempo. Sin embargo, al estudiar la ocurrencia de tales fallas, se busca la regularidad estadística. Por tanto, se interpreta las variables de estado de los  $n$  componentes en el instante de tiempo  $t$  como variables aleatorias, donde las variables de estado se denotan como:

$$T_1(t), T_2(t), T_3(t), \dots, T_n(t)$$

De igual forma, el vector de estado y la función de estructura se indican, respectivamente, por:

$$T(t) = (T_1(t), T_2(t), T_3(t), \dots, T_n(t))$$

En términos de confiabilidad, los diagramas de bloques son una representación gráfica de la conexión lógica de los componentes que conforman el sistema. Esta permite reducir y modelar el

sistemas o los subsistemas como cajas negras, asignar un valor de confiabilidad a cada elemento y también permite modelar la confiabilidad del sistema según sea la conexión lógica de los elementos que la conforman.

## 10.1. Confiabilidad en serie

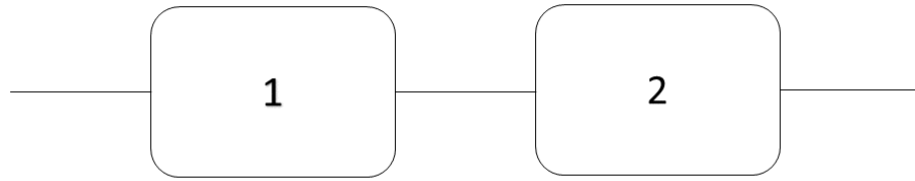


Figura 10.2.: Conexión lógica en serie

La conexión serie, tal y como se observa en la figura 10.2, permite modelar la confiabilidad de los elementos o subsistemas que se encuentren conectados lógicamente en serie, donde se consideran críticos los  $n$  elementos que conforman el sistema, ya que todos deben funcionar para que este funcione, también se asume que los  $n$  componentes son independientes entre sí. Se puede obtener la confiabilidad del sistema evaluando en cada componente la probabilidad de que la variable aleatoria tome valores superiores a  $t$ , entonces la confiabilidad del sistema se describe como  $R(t) = P(T_1 > t) \cap P(T_2 > t) \cap \dots \cap P(T_n > t)$  y por tanto se define la confiabilidad del sistema serie como:

$$R(t) = \prod_{i=1}^n P(T_i > t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (10.1)$$

Donde:

$n$  es la cantidad de componentes en serie.

$R_i(t)$  es la confiabilidad del  $i$ -ésimo componente.

$R(t)$  es la confiabilidad el sistema.

Asimismo, se tiene que  $\min[R_i(t)] \geq R(t)$ , es decir, la confiabilidad del sistema es inferior a la confiabilidad del elemento menos confiable.

El MTTF del sistema en serie es:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (10.2)$$

## 10.2. Confiabilidad en redundancia

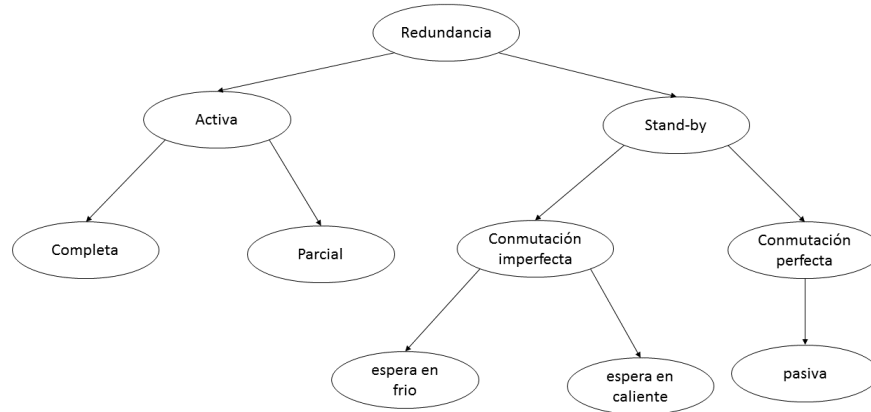


Figura 10.3.: Configuración en redundancia

Existen dos posibles formas de mejorar la confiabilidad y garantizar una mayor disponibilidad de los elementos de un sistema, a saber:

- Emplear elementos con alta confiabilidad en lugares críticos para el sistema.
- Emplear sistemas en redundancia, en lugares considerados como críticos para el sistema o donde se dificultan las labores de mantenimiento.

Se denomina redundancia activa al modelo de redundancia que se obtiene al reemplazar el elemento considerado importante con dos o más elementos que operan en paralelo. En este modelo, los elementos comparten la carga desde el inicio hasta que se presenta una falla en uno de ellos. En otro tipo de configuración, los elementos secundarios también se pueden mantener en espera de tal manera que entren en funcionamiento cuando falla la unidad primaria y, si por alguna razón, llegara a fallar la primera unidad en reserva, se activa la segunda unidad en reserva, y así sucesivamente. Ahora bien, se denomina redundancia pasiva cuando los elementos de reserva no tienen carga en el tiempo de espera antes de entrar en funcionamiento. Durante el período de espera, se dice que dicho elemento está en espera en frío y si los elementos secundarios tienen una carga en el período de espera, la redundancia se denomina entonces como parcialmente cargada o en caliente. Hay varias configuraciones con las cuales se puede aplicar la redundancia. Algunas de ellas se muestran en el diagrama de la figura 10.3. Los modelos presentes en la figura anterior de redundancia, se describen

en las siguientes secciones. Bajo el escenario descrito, se considera que el sistema en redundancia falla cuando fallan todos sus elementos.

### 10.3. Confiabilidad en paralelo

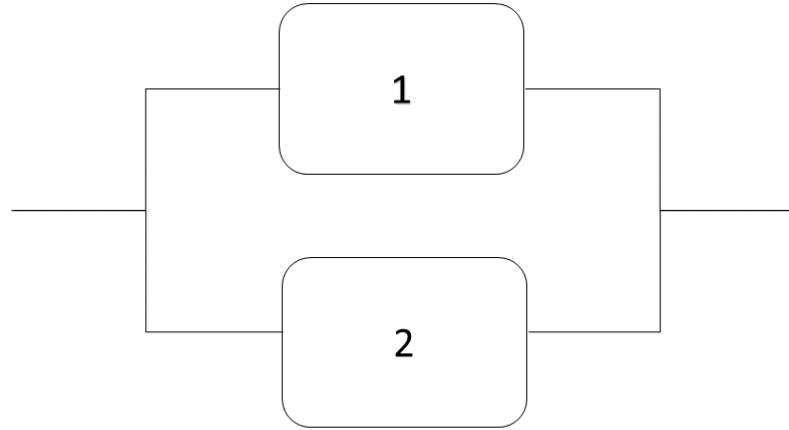


Figura 10.4.: Conexión lógica en redundancia activa

También conocido como redundancia activa de un elemento, se describe como un conjunto de subsistemas que operan en conexión lógica paralela tal y como se muestra en la figura 10.4. Este sistema falla cuando todos sus elementos fallan. Es decir, el sistema funciona si al menos una de sus  $n$  componentes cumple con la función asignada. Al igual que la conexión serie, en esta conexión se asume una independencia entre sus componentes y la no reparación de los elementos bajo falla hasta la falla total del sistema. Para que este tipo de conexión sea inconfiable se requiere que todos los componentes que lo conforman sean inconfiables. Para obtener la confiabilidad del sistema, se evalúa en cada componente la probabilidad de que la variable aleatoria tome valores superiores a  $t$ , lo que en otras palabras se describe como el complemento de la confiabilidad. Entonces la confiabilidad del sistema se describe como:  $R(t) = 1 - (P(T_1 < t) \cap P(T_2 < t) \cap \dots \cap P(T_n < t))$ , como  $R_i = P(T_i > t) = 1 - P(T_i < t)$ , entonces se define la confiabilidad del sistema paralela como:

$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n P(T_i < t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (10.3)$$

Donde:

$n$  es la cantidad de componentes en serie,  $R_i(t)$  es la confiabilidad del  $i$ -ésimo componente y  $R(t)$  es la confiabilidad el sistema.

El MTTF del sistema en paralelo es:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad (10.4)$$

## 10.4. Confiabilidad en redundancia pasiva con conmutador ideal

Debido a la redundancia de estos sistemas, se suele modelar la red en configuración serie-paralelo o párelo-serie, sin considerar un comportamiento de confiabilidad dinámica, como lo es la redundancia en espera y los cambios de confiabilidad debidos a las fallas de elementos del sistema eléctrico [63]. Para solucionar estos inconvenientes se introduce la arquitectura tolerante a fallas, la cual garantiza un enfoque más sólido y permite realizar una representación real del comportamiento del sistema con redundancia en espera. Estas configuraciones suelen ser empleadas para lograr operaciones robustas en lugares donde los elementos se encuentran en condiciones extremas tanto en condiciones operaciones como ambientales, en particular, en lugares donde no se puede realizar el mantenimiento y la reparación inmediata. La técnica más empleada para estos casos es la redundancia en espera ya que le permite al sistema continuar con sus operaciones planificadas cuando un elemento critico falla [63].

Hasta el momento, se ha considerado la redundancia activa cuando todas las unidades del subsistema están funcionando y el sistema puede funcionar a pesar de la pérdida de una o más unidades. La redundancia en espera implica unidades adicionales (una primaria y una o mas secundarias) que entran en funcionamiento únicamente cuando falla la unidad de operación primaria en  $t = 0$ . Se puede pronosticar mayor aumento de confiabilidad, por unidad añadida del sistema en espera. Esto en comparación con la redundancia activa, debido a que las unidades de secundarias funcionan en lapsos menores de tiempo.

En esta estructura se asume que el interruptor  $S$ , funciona perfectamente y que no fallara durante la conmutación del sistema, cuando falle la unida primara o alguna de las unidades secundarias, tal y como se observa en la figura 10.5. Aquí se asume que el interruptor  $S$  funciona perfectamente y que los elementos no pueden fallar mientras estén en espera. Se denota  $T_i$  como el tiempo hasta la falla del ítem  $i$ , para  $i = 1, 2, \dots, n$ .

La vida útil,  $T$ , de todo el sistema de reserva es entonces:

$$T = \sum_{i=1}^n T_i$$

Para poder determinar la distribución exacta de la vida útil  $T$ , es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los elementos  $T_1, T_2, T_2, \dots, T_n$  son independientes entre si.
- Los elementos de reserva están distribuidos exponencialmente con una tasa de falla constante e idéntica a la de la unidad principal  $\lambda$ .

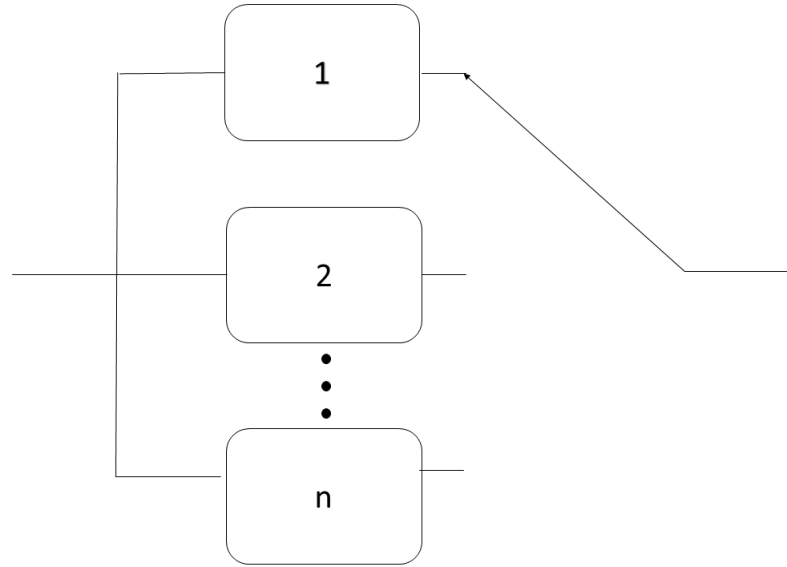


Figura 10.5.: Conexión lógica en redundancia pasiva con conmutador ideal

- Como en redundancia activa se supone que las unidades defectuosas siguen siéndolo, no se realiza ninguna reparación hasta que el sistema falla.

La función de confiabilidad del sistema es entonces:

$$R(t) = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{(\lambda t)^i}{i!} R_o(t) \quad (10.5)$$

Donde:

$R_o(t)$  es la confiabilidad de un elemento.

El MTTF del sistema es:

$$MTTF = \sum_{i=0}^n MTTF_i \quad (10.6)$$

Cuando no se puede determinar la distribución exacta de  $T$ , se tiene que emplear una expresión aproximada para la distribución. Para esto hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Los elementos  $T_1, T_2, T_2, \dots, T_n$  son independientes e idénticamente distribuidas con el tiempo medio hasta el fallo  $\mu$  y varianza  $\sigma^2$ .
- De acuerdo con el teorema del límite central de Lindeberg-Levy, cuando  $n$  tiende a infinito,  $T$  tendrá una distribución asíntota normal con media  $n\mu$  y varianza  $n\sigma^2$ .
- Al igual que en el cálculo de redundancia activa, se supone que las unidades defectuosas siguen siéndolo y no se realiza ninguna reparación hasta que el sistema falla.

La función de confiabilidad aproximada del sistema es entonces:

$$\begin{aligned}
 R(t) &= P\left(\sum_{i=1}^n T_i > t\right) = 1 - P\left(\sum_{i=1}^n T_i \leq t\right) \\
 &= 1 - P\left(\frac{\sum_{i=1}^n T_i - n\mu}{\sigma\sqrt{n}} \leq \frac{t - n\mu}{\sigma\sqrt{n}}\right) \\
 &\approx \phi\left(\frac{n\mu - t}{\sigma\sqrt{n}}\right)
 \end{aligned} \tag{10.7}$$

Donde,

$\phi$  es la función de distribución de la distribución normal estándar  $\mathcal{N}(0, 1)$ .

$\mu$  es la media.

$\sigma$  es la desviación estándar

## 10.5. Confiabilidad en redundancia de espera en frío con conmutador imperfecto

Esta arquitectura se encuentra compuesta por una unidad principal activa y por al menos una unidad inactiva en modo de espera que se encuentra desconectada de cualquier fuente de alimentación, tal y como se observa en la figura 10.6. El elemento activo posee una tasa de falla  $\lambda_1$  y se encuentra monitorizado continuamente por un interruptor (elemento de conmutación), que activa el elemento en espera cuando falla la unidad principal. En esta arquitectura, se incluye también el dispositivo de conmutación dentro del análisis de confiabilidad, ya que una falla en esta unidad electromecánica puede generar una falla en el correcto funcionamiento de la arquitectura en espera y anular todas las ventajas obtenidas mediante la redundancia; por tal razón, no se puede considerar libre de fallas al conmutador. Es decir, se asume que la única forma en que el conmutador y la estructura puedan fallar es cuando no se activa el elemento en espera, una vez entra en falla el elemento activo. La probabilidad de que esta conmutación sea exitosa se indica mediante  $1 - p$ . La tasa de falla del elemento 2 en la posición de espera es insignificante ya que este no se encuentra en uso durante ese intervalo de tiempo. Cuando se activa el elemento en espera, su tasa de falla es  $\lambda_2$ . Antes de describir el modelo es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- Los tres elementos funcionan de forma independiente.
- No se realizan reparaciones en el sistema.
- La probabilidad  $p$  de activación fallida del elemento en espera incluye la probabilidad de no poder iniciar el elemento en espera.
- Se realiza el estudio para dos unidades (una activa y una en espera).
- En muchas aplicaciones prácticas, la conmutación es realizada por un humano.



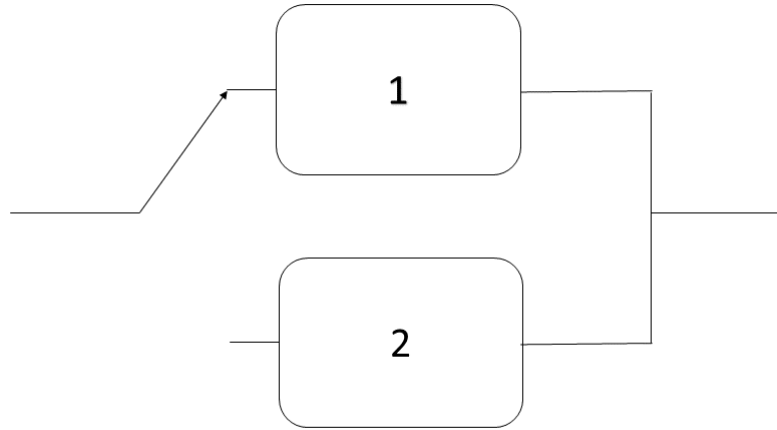


Figura 10.6.: Conexión lógica para redundancia de espera en frío

Para poder encontrar el modelo de confiabilidad del sistema, hay que tener en cuenta que es capaz de sobrevivir al intervalo  $(0, t)$  de dos formas posibles:

1. La unidad activa no falla en el intervalo  $(0, t)$ , entonces  $(T_1 > t)$ .
2. La unidad activa falla en el intervalo de tiempo  $(\tau, \tau + dt)$ , donde  $(0 < \tau < t)$ . El sistema de conmutación, activa la unidad en reserva. La unidad secundaria entra en funcionamiento en el instante de tiempo  $\tau$  y no falla en el intervalo de tiempo  $(\tau, t)$ .

Los eventos 1 y 2 son claramente excluyentes. Por tanto, la función de confiabilidad del sistema  $R(t)$  será entonces la suma de la probabilidad de los dos eventos.

La probabilidad del primer evento es:

$$P(T_1 > t) = R_1(t)$$

Para la probabilidad del segundo evento hay que tener en cuenta los siguientes sucesos:

1. Que la unidad principal falle en el intervalo  $(\tau, \tau + dt)$  con probabilidad  $f_1(\tau)d\tau = -dR_1(\tau)$ .
2. Que el sistema de transferencia active con éxito la unidad secundaria con probabilidad  $(1 - p)$ .
3. Que el elemento secundario no falle en el siguiente intervalo  $(\tau, t)$  con probabilidad  $R_2(t - \tau)$ .

La confiabilidad para un sistema de espera en frío de dos elementos, una unidad primaria y una secundaria con  $\lambda_1 \neq \lambda_2$ , es entonces:

$$R(t) = R_1(t) + (1 - p) \int_0^t f_1(\tau) R_2(t - \tau) d\tau \quad (10.8)$$

Donde:

$p$  es la probabilidad de falla del interruptor.

$f_1(\tau)$  es la función PDF de la unidad 1.

$R_1$  es la confiabilidad del elemento la unidad 1.

$R_2$  es la confiabilidad del elemento la unidad 2.

Para el evento en donde  $\lambda_1 = \lambda_2$  se obtiene el siguiente modelo de confiabilidad:

$$R(t) = R_1(t) + (1 - p) \int_0^t f_1(\tau) R_1(t - \tau) d\tau \quad (10.9)$$

El MTTF del sistema para cualquier valor de  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$  es:

$$\begin{aligned} MTTF &= \int_0^\infty R(t) dt \\ &= \frac{1}{\lambda_1} + (1 - p) \frac{1}{\lambda_2} \end{aligned} \quad (10.10)$$

## 10.6. Confiabilidad en redundancia de espera con carga parcial y conmutador imperfecto

Esta arquitectura funciona de forma similar a la de espera en frío, tal y como se observa en la figura 10.7. Sin embargo, aunque solo la unidad principal está involucrada en el proceso, la unidad de respaldo siempre esta lista para entrar en funcionamiento, ya que también está conectado al suministro de energía y puede contar con una carga parcial. Una de las ventajas de esta estructura es que el tiempo de respuesta al hacer la transferencia es reducido. Sin embargo, como el suministro es ininterrumpido, las unidades de reserva envejecen y pueden fallar antes de cambiar la carga, por tal motivo es necesario definir el comportamiento de confiabilidad de los equipos de reserva. Se requieren tres tasas de falla diferentes para esta estructura.

- $\lambda_0$  representa la tasa fallas de la unidad secundaria, cuando la unidad principal funciona correctamente y la unidad secundaria esta parcialmente operativa.
- $\lambda_1$  representa la tasa fallas de la unidad principal.
- $\lambda_2$  representa la tasa fallas de la unidad secundaria, cuando está completamente operativa a causa de una falla en el elemento principal.

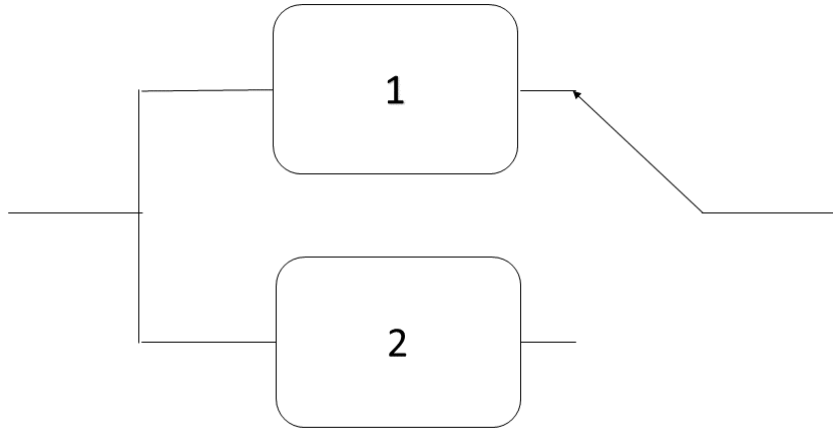


Figura 10.7.: Conexión lógica en redundancia con carga parcial

Al igual que el sistema de espera en frío, el sistema es capaz de sobrevivir al intervalo  $(0, t)$  de dos formas posibles.

1. La unidad principal no falla en el intervalo  $(0, t)$ , y entonces  $(T_1 > t)$ .
2. La unidad activa falla en el intervalo de tiempo  $(\tau, \tau + dt)$ , donde  $(0 < \tau < t)$ . El sistema de conmutación activa la unidad en reserva. La unidad secundaria entra en funcionamiento en el instante de tiempo  $\tau$  y no falla en los intervalos de tiempo  $(0, \tau)$  y  $(\tau, t)$ .

Los eventos 1 y 2 son claramente excluyentes entre si. Por tanto la función de confiabilidad del sistema  $R(t) = P(T > t)$ , es la suma de ambas probabilidades.

La probabilidad del primer evento es:

$$P(T_1 > t) = R_1(t)$$

Para la probabilidad del segundo evento hay que tener en cuenta los siguientes sucesos:

1. Que la unidad principal falle en el intervalo  $(\tau, \tau + dt)$  con probabilidad  $f_1(\tau)d\tau = -dR_1(\tau)$ .
2. Que el sistema de transferencia active con éxito la unidad secundaria con probabilidad  $(1 - p)$ .
3. Que el elemento secundario no falle mientras está parcialmente cargado, en el intervalo  $(0, \tau)$  con una probabilidad  $R_0(t)$ .
4. Que el elemento secundario no falle cuando la unidad primaria ha fallado, en el siguiente  $(\tau, t)$  con probabilidad  $R_2(t - \tau)$ .

La confiabilidad para un sistema de espera en caliente de dos elementos, una unidad primaria y una secundaria es:

$$R(t) = R_1(t) + (1 - p) \int_0^t f_1(\tau) R_0(t) R_2(t - \tau) d\tau \quad (10.11)$$

Donde:

$p$  es la probabilidad de falla del interruptor.

$f_1(\tau)$  es la función PDF de la unidad 1.

$R_1$  es la confiabilidad de la unidad 1.

$R_2$  es la confiabilidad de la unidad 2, cuando se transfiere la carga.

$R_0$  es la confiabilidad de la unidad 2, cuando no se ha transferido la carga.

El tiempo medio de falla del sistema para cualquier valor de  $\lambda_0, \lambda_1 y \lambda_2$  es:

$$\begin{aligned} MTTF &= \frac{1}{\lambda_1} + \frac{(1 - p)\lambda_1}{\lambda_1 + \lambda_0 - \lambda_2} \left( \frac{1}{\lambda_2} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_0} \right) \\ &= \frac{1}{\lambda_1} + \frac{(1 - p)\lambda_1}{(\lambda_1 + \lambda_0)\lambda_2} \end{aligned} \quad (10.12)$$

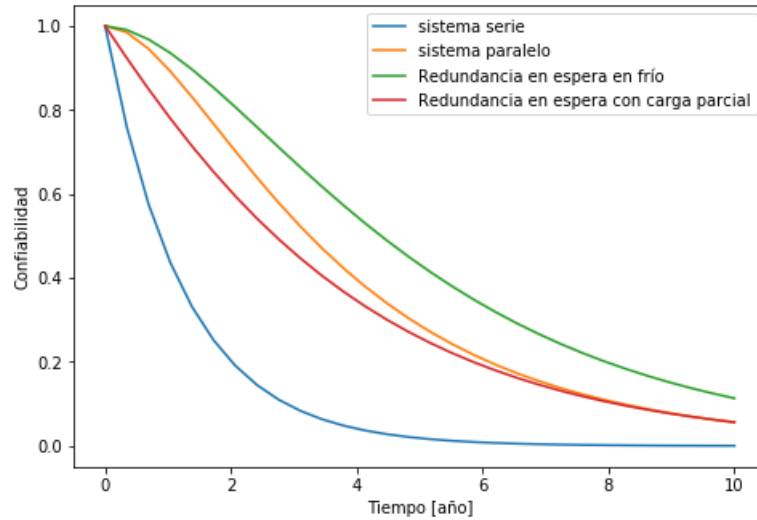


Figura 10.8.: Gráfica de confiabilidad para diferentes configuraciones lógicas de un sistema

En la figura 10.8, se ilustra el análisis del comportamiento de confiabilidad de diferentes configuraciones lógicas. La línea de color azul muestra el comportamiento de un sistema en serie a través del tiempo; la línea color naranja muestra el comportamiento de un sistema en paralelo; la línea color rojo muestra el comportamiento de un sistema en redundancia en espera parcialmente cargado y finalmente la línea color verde muestra el comportamiento de un sistema en redundancia en espera en frío. La gráfica permite comparar el comportamiento de las configuraciones y muestra la tendencia de cada una de ellas. Como se puede observar, la redundancia en espera en frío ofrece un

mejor rendimiento de confiabilidad. Esto evidencia mejoras que se pueden obtener al implementar las funciones de confiabilidad presentadas.

## 11. Sistemas irreducibles

Una técnica altamente empleada en los procesos de evacuación de confiabilidad en sistemas eléctricos es la metodología de cortes mínimos, empleado principalmente evaluar índices de confiabilidad en sistemas irreducibles, tal y como se muestra en la figura 11.1.

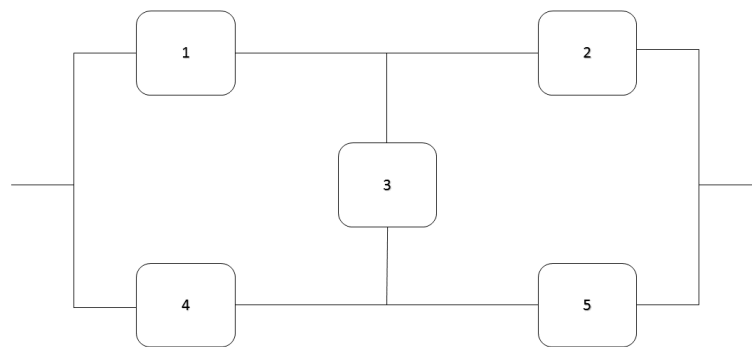


Figura 11.1.: Sistemas irreducibles

El método de conjuntos de cortes es una aproximación general válida para el análisis de confiabilidad de un sistema, y se caracteriza por ser un análisis gráfico. Un corte mínimo se compone por un conjunto de elementos pequeños cuyo fallo asegura la no operación del sistema y como restricción se establece que los cortes realizados no pueden formar ningún subconjunto de otro corte mínimo.

Esta metodología hace representación de un sistema serie de paralelos, esto debido a que la falla de un solo conjunto o grupo de corte, genera la falla de todo el sistema eléctrico, sin importar el estado operativo de los demás componentes. Como ejemplo, se tiene el sistema lógico de la figura 11.1, para una red de un sistema eléctrico enmallado, compuesto por 5 elementos. El primer paso para reducir el sistema es encontrar los conjuntos del sistema; los cortes se realizan de tal forma que ningún conjunto sea un subconjunto de otro corte mínimo.

La generación de conjuntos mínimos otorga una serie de conjuntos de cortes tal y como se observa en la figura 11.2, cada subconjunto de corte representa un paralelo y el conjunto de cortes representa un sistema en serie. Los subconjuntos de corte se alinean como un sistema en paralelo y los conjuntos de cortes como un sistema en serie, la figura 11.3, ilustra el comportamiento del sistema.

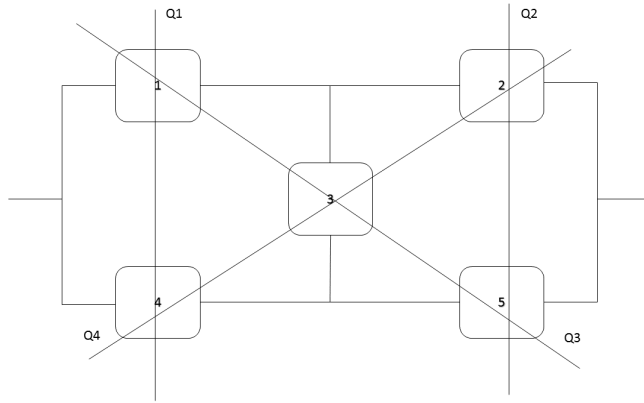


Figura 11.2.: Conjunto de cortes mínimos

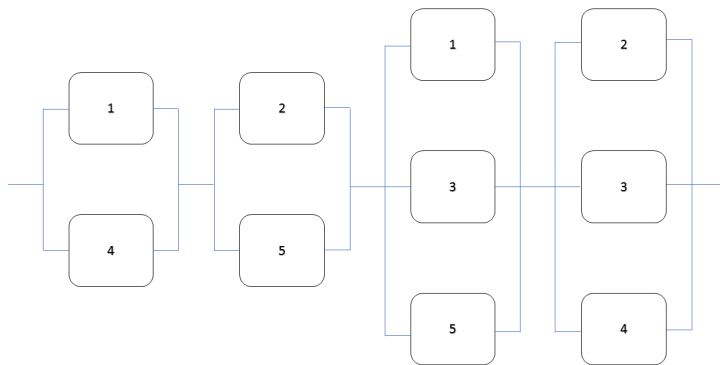


Figura 11.3.: Conjunto de cortes mínimos de la figura 11.1

## 12. Regla trapezoidal

En términos numéricos, la regla del trapecio es un método de integración, el cual aproximar, por medio de trapecios, una integral definida. La aproximación se realiza de la siguiente forma:

$$\int_a^b f(x) dx \approx (b-a) \frac{f(a) + f(b)}{2} \quad (12.1)$$

Donde

$f(x)$  es la función a evaluar

$a$  es el punto inicial

$b$  es el punto final

Cuando la función se distribuye de forma continua y positiva entre los límites de intervalos  $a$  y  $b$ , se emplea  $n$  trapecios para aproximar la integral definida. Cada trapecio debe emplear el mismo subintervalo; es decir, tener la misma base, para esto se puede hallar el subintervalo como  $\Delta x = (b-a)/n$ .

Se puede expresar entonces la aproximación trapezoidal para  $n$  intervalos de tiempo como:

$$\int_a^b f(x) dx \approx \frac{(b-a)}{n} \left[ \frac{f(a) + f(b)}{2} + \sum_{k=1}^{n-1} f\left(a + k \frac{(b-a)}{n}\right) \right] \quad (12.2)$$



## 13. Análisis de importancia

Las medidas de importancia se emplean para realizar mejoras en la confiabilidad del sistema, para hallar puntos débiles en él, encontrar componentes que se deben mejorar para incrementar la confiabilidad total, clasificar los componentes del sistema con respecto a su aporte e influencia sobre la confiabilidad del sistema, es decir, para organizar los componentes en orden de importancia ascendente o descendente según su aporte de confiabilidad, priorizar los recursos y mantenimiento a los elementos mas importantes y identificar los componentes que deben ser cambiados por elementos de mayor calidad. En este estudio se emplean medidas de importancia basadas principalmente en dos factores: la ubicación del componente en el sistema y el valor de confiabilidad del componente. Las medidas empleadas son:

1. Medida de Birnbaum
2. Medida de potencial de mejora
3. Medida de valor del riesgo
4. Medida de reducción de riesgo
5. Medida de criticidad
6. Fussell Vesely's

Se puede encontrar diversas medidas para evaluar la importancia de un componente, que normalmente difieren ligeramente en su interpretación del concepto de importancia. Sin embargo, este enfoque debería depender principalmente de dos factores:

- La ubicación del componente en el sistema.
- El valor de confiabilidad del componente.

### 13.1. Medida de Birnbaum

Birnbaum (1969) fue el primero en proponer la medida de importancia de confiabilidad para un elemento  $i$  en el instante  $t$ . Esta se puede obtener como la derivada parcial de la confiabilidad del sistema  $R(t)$  con respecto a  $R_i(t)$ .

$$I^B(i|t) = \frac{\partial h(p(t))}{\partial p_i(t)} \quad (13.1)$$

Donde,

$p_i(t)$  es la confiabilidad del  $i$ -ésimo componente.

$h(p(t))$  es la confiabilidad del sistema con respecto a una función específica del sistema.

Esta medida permite medir la tasa de cambio de la confiabilidad del sistema con respecto a la variación de confiabilidad de un solo componente. Cuando la medida  $I^B(i|t)$  toma valores grandes, un pequeño cambio en la confiabilidad del componente  $i$  resulta en un cambio comparativamente grande en la confiabilidad del sistema en el instante  $t$ . Como la función de confiabilidad está en función de la confiabilidad de los  $n$  componentes, estos deben ser independientes entre sí, por tanto, la medida de Birnbaum no es utilizable cuando los componentes son dependientes, por ejemplo, cuando tenemos fallas de causa común.

Esta medida también puede ser expresada de otras dos formas posibles en términos de inconfiabilidad, la primera es:

$$I^B(i|t) = \frac{\partial Q(t)}{\partial q_i(t)} \quad (13.2)$$

Donde,

$q_i(t)$  es la inconfiabilidad del  $i$ -ésimo componente.

$Q(t)$  es la inconfiabilidad el sistema.

Ahora se emplea la descomposición pivotal para describir la confiabilidad del sistema en función lineal de  $p_i(t)$ . Normalmente este caso suele ser empleado para la programación de este método, debido a su facilidad.

$$\begin{aligned} h(p(t)) &= p_i(t) \cdot h(1_i, p(t)) + (1 - p_i(t)) \cdot h(0_i, p(t)) \\ h(p(t)) &= p_i(t) \cdot [h(1_i, p(t)) - h(0_i, p(t))] + h(0_i, p(t)) \end{aligned} \quad (13.3)$$

Donde,

$h(0_i, p(t))$  es la probabilidad de que el sistema esté funcionando cuando se sabe que el componente  $i$  está en un estado de falla, en el instante  $t$ .

$h(1_i, p(t))$  es la probabilidad de que el sistema esté funcionando cuando se sabe que el componente  $i$  está en un estado operativo, en el instante  $t$ .

La segunda forma de expresar la medida de Birnbaum es:

$$I^B(i|t) = h(1_i, p(t)) - h(0_i, p(t)) \quad (13.4)$$

De la función de importancia de 13.1 y 13.4, se puede expresar  $I^B(i|t)$  como:

$$I^B(i|t) = \frac{h(1_i, p(t)) - h(p(t))}{1 - p_i(t)} \quad (13.5)$$

Debido a que  $h(1_i, p(t)) = E[\phi(1_i, X(t))]$  y  $h(0_i, p(t)) = E[\phi(0_i, X(t))]$ , se puede expresar esta medida como:

$$I^B(i|t) = E[\phi(1_i, X(t)) - \phi(0_i, X(t))] \quad (13.6)$$

Cuando la estructura es coherente puede tomar los valores 0 y 1.

$$I^B(i|t) = P[\phi(1_i, X(t)) - \phi(0_i, X(t)) = 1] \quad (13.7)$$

Esto quiere decir que  $I^B(i|t)$  es igual a la probabilidad de que  $(1_i, X(t))$ , o a un vector de ruta crítica para el componente  $i$  en el tiempo  $t$ . La medida de Birnbaum es, por lo tanto, la probabilidad de que el sistema esté en un estado en el instante  $t$  y que el componente  $i$  sea crítico para el sistema.

## 13.2. Medida de potencial de mejora

Esta medida se emplea para saber qué tanto es posible mejorar la confiabilidad actual del sistema si se logra mejorar la confiabilidad del componente  $i$  en el instante  $t$ . El potencial de mejora del componente  $i$  en el instante  $t$  se define como:

$$I^{IP}(i|t) = h[1_i, p(t)] - h(p(t)) \quad (13.8)$$

Donde,

$I^{IP}$  es la medida de potencial de mejora

Partiendo de la ecuación 13.5, se puede expresar esta medida en función de la de Birnbaum como:

$$I^{IP}(i|t) = I^B(i|t) \cdot (1 - p_i(t)) \quad (13.9)$$

Como la inconfiabilidad de un sistema se expresa como el complemento de la confiabilidad:

$$I^{IP}(i|t) = I^B(i|t) \cdot q_i(t) \quad (13.10)$$

Como la medida  $I^{IP}$  se basa en la diferencia entre la confiabilidad real del componente  $i$  y la confiabilidad del sistema cuando el componente  $i$  es ideal o perfecto, no siempre es factible asumir el valor de mejora como ideal, es decir llevar el valor del dato al 100 % de su confiabilidad. Por ende, si se quiere una medida mas precisa es necesario indagar el máximo valor de mejora del elemento con el fabricante o en el estado del arte. Sin embargo, es común asumir estos valores como ideales, para todos los elementos.

### 13.3. Medida de valor del riesgo

Permite medir el aumento relativo de inconfiabilidad del sistema, cuando se sabe que el componente  $i$  esta en estado de falla. La importancia de la medida del valor de riesgo (RAW) del componente  $i$  en el momento  $t$  es:

$$I^{RAW}(i|t) = \frac{1 - h(0_i, p(t))}{1 - h(p(t))} \quad (13.11)$$

La medida se puede expresar como la relación entre la falta de confiabilidad del sistema cuando el componente  $i$  no esta presente (estado de falla). Esta medida indica en pocas palabras el nivel de importancia de mantener el nivel actual de confiabilidad del componente, entonces  $I^{RAW}$  puede expresarse como:

$$I^{RAW}(i|t) = \frac{Q(0_i, t)}{Q(t)} \quad (13.12)$$

Donde,

$Q(0_i, t)$  es la inconfiabilidad del sistema, cuando falla el componente  $i$ .

$Q(t)$  es la inconfiabilidad del sistema.

### 13.4. Medida de reducción de riesgo

Esta medida se emplea para medir la reducción relativa de inconfiabilidad del sistema, cuando se sabe que el componente  $i$  esta funcionando. La medida de reducción de riesgo ( $RRW$ ) se expresa como:

$$I^{RRW}(i|t) = \frac{1 - h(p(t))}{1 - h(1_i, p(t))} \quad (13.13)$$

La  $RRW$  es la relación entre la inconfiabilidad del sistema y la inconfiabilidad del sistema cuando el componente  $i$  es ideal (perfecto) con  $p_i(t) = 1$ , por ende esta medida también puede ser expresada como:

$$I^{RAW}(i|t) = \frac{Q(t)}{Q(1_i, t)} \quad (13.14)$$

Donde,

$Q(1_i, t)$  es la inconfiabilidad del sistema cuando se sabe que el componente  $i$  está funcionando.

Para todos los sistemas se cumple que cuando  $I^{RRW}(i|t) \geq 1$  y  $I^{RRW}(i|t) = 1$ , la mejora del componente no presenta ningún efecto en el sistema.

### 13.5. Medida de criticidad

La importancia de la criticidad es una medida de importancia de componentes del sistema, que es especialmente adecuada para priorizar las acciones de mantenimiento. Esta medida permite evaluar la probabilidad de que el componente  $i$  sea crítico para el sistema y falle en el instante  $t$ . Cuando el componente  $i$  es crítico, y los otros componentes están en estados operativos, entonces el sistema fallará si y solo si falla el componente  $i$ . Esto significa que el sistema comenzará a funcionar nuevamente cuando se repare el componente  $i$ . Esta medida esta en función de la Birnbaum:

$$I^{CR}(i|t) = \frac{I^B(i|t) \cdot q_i(t)}{Q(t)} \quad (13.15)$$

Donde,

$q_i(t)$  es la inconfiabilidad del  $i$ -ésimo componente.

$Q(t)$  es la inconfiabilidad el sistema.

En otras palabras, se puede definir la importancia de la criticidad como: la probabilidad de que el componente  $i$  haya causado la falla del sistema, cuando se sabe que el componente es crítico y que el sistema falla en el instante  $t$ .

### 13.6. Fussell-Vesely's

Esta metodología se basa en el método de cortes mínimos y se emplea para evaluar la confiabilidad de sistemas irreducibles. Esta se puede definir como la probabilidad de que al menos un conjunto de cortes mínimos que contiene el componente  $i$  falle en el momento  $t$ , dado que el sistema falla en el momento  $t$ . Se asume que el sistema falla cuando fallan todos los componentes del conjunto del corte mínimo. Es decir, el sistema falla únicamente cuando uno de la  $n$  cortes mínimos falle. Ahora bien, hay que tener en cuenta que un componente puede hacer parte de varios conjuntos de cortes. Lo práctico de emplear esta medida, es que tiene presente el hecho de que un componente puede contribuir al fallo del sistema sin ser crítico. El componente contribuye a la falla del sistema cuando falla un conjunto de cortes mínimos que contienen el componente. Dada la definición de la medida de Fussell-Vesely, esta se puede expresar como:

$$I^{FV}(i|t) = \frac{P(D_i(t) \cap (C(t)))}{P(C(t))} \quad (13.16)$$

Donde,

$D_i(t)$  es el evento de que al menos un conjunto de cortes mínimos que contiene el componente  $i$  falle en el tiempo  $t$ .

$C(t)$  es el evento de que el sistema falle en el instante  $t$ .

Si se hacen las siguientes notaciones:

$m_i$  es el numero de cortes mínimos que contienen el componente  $i$ .

$E_j^i$  conjunto de cortes mínimos ( $j$ ) que contienen al componente de falla ( $i$ ) en el tiempo  $t$ .

$k_j^i$  denota el  $j$ -ésimo conjunto de corte mínimo que contiene el componente  $i$ .

$k_j^i X(t)$  es la estructura paralela de corte correspondiente.

Dado que el evento  $D_i(t)$  ocurre si al menos uno de los eventos  $E_j^i$  ocurre, entonces se puede describir  $D_i(t)$  como la unión de estos eventos, es decir  $D_i(t) = E_1^i \cup E_2^i \cup E_3^i \cup \dots \cup E_{m_i}^i$ . También como se asume que los componentes son independientes, entonces  $C(t) = 1 - h(p(t))$  y  $P(E_j^i(t)) = P(k_j^i X(t))$ . Si los componentes son asociados o independientes, los cortes de las estructuras paralelas  $k_j^i X(t)$  también serán asociadas. Entonces:

$$P(D_i(t)) \leq 1 - \prod_{j=1}^{m_i} (1 - P(E_j^i(t))) \quad (13.17)$$

Como la ocurrencia de  $D_i(t)$  implica la ocurrencia de  $C(t)$ , entonces,  $I^{FV}(i|t) = PD_i(t)/P(C(t))$ . Además, cuando la confiabilidad de los componentes son altas, entonces el signo de igualdad es una aproximación.

$$I^{FV}(i|t) \approx \frac{1 - \prod_{j=1}^{m_i} (1 - P(E_j^i(t)))}{1 - h(p(t))} \quad (13.18)$$

Usando la notación del árbol de fallas  $1 - h(p(t)) = Q(t)$  y  $P(E_j^i(t)) = \check{Q}_j^i = \prod_{i \in K_j^i} q_i(t)$ , entonces  $I^{FV}(t)$  es:

$$I^{FV}(i|t) \approx \frac{1 - \prod_{j=1}^{m_i} (1 - \check{Q}_j^i(t))}{Q(t)} \quad (13.19)$$

Realizando un aproximación sobre a ecuación anterior, se puede describir también como:

$$I^{FV}(i|t) \approx \frac{\sum_{j=1}^{m_i} \check{Q}_j^i}{Q(t)} \quad (13.20)$$

Para encontrar las medidas de importancia sobre el componente  $i$ , entonces se debe:

- Para encontrar una aproximación a la medida de Birnbaum, se tiene que evaluar la derivada

parcial de  $Q(t)$  con respecto  $q_i(t)$ . por ende:

$$I^B(i|t) \approx \sum_{j=1}^{m_i} \check{Q}_j^{i-}(t) \quad (13.21)$$

Donde,  $\check{Q}_j^{i-}$  denota la probabilidad de que el conjunto de corte mínimo  $j$  que contiene el componente  $i$  falle en el tiempo  $t$ .

- La importancia crítica es entonces:

$$I^{CR}(i|t) \approx \frac{q_i(t)}{Q(t)} \cdot \sum_{j=1}^{m_i} \check{Q}_j^{i-}(t) \quad (13.22)$$

**Parte III.**

**Metodología**



## 14. Modelo de red

### 14.1. Topología de la red

La generación del modelo de confiabilidad requiere de la evaluación de un sistema lógico, donde la descripción topológica del sistema se realiza a través del comportamiento lógico de los subsistemas o de los elementos que lo conforman y no de la conexión física que existe entre ellos. Los sistemas eléctricos poseen una gran cantidad de componentes, topologías y conexiones de red; sin embargo, sin importar la conexión física de estos, se puede modelar la estructura del sistema por medio de una representación lógica, que permite evidenciar el comportamiento de los componentes en conjunto desde el punto de vista del aporte de confiabilidad de cada uno.

Los elementos y subsistemas se modelan como cajas negras que describen su aporte de confiabilidad, y su conexión gráfica representa su comportamiento lógico, la conexión del sistema se representa por medio de conexiones en series o redundantes de los subsistemas que lo componen. La conexión serie se emplea cuando la falla de un elemento hace que el sistema falle, y la conexión en redundancia cuando se requiere que todos los elementos fallen para que el sistema también falle. Los subsistemas complejos, como los sistemas en espera, pueden ser representados como un solo elemento, que describa de forma general su comportamiento lógico.

La figura 14.1, muestra una representación lógica de un sistema eléctrico. La red eléctrica del sistema, así como los elementos de protección o maniobras (cuchillas, reconectadores, sistemas de transferencia, seccionamientos, etc), deben ser incluidos dentro del análisis ya sea como un conjunto o como un elemento individual. La implementación de los elementos de protección se justifica dada la manera en que opera el sistema, y la forma en que operan. La actuación o falla de estos puede hacer que el sistema continúe operando o, por el contrario, puede hacer fallar al sistema en cierto instante de tiempo.

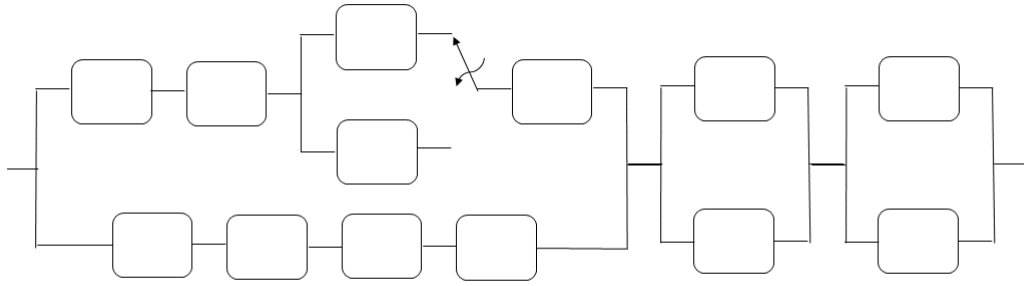


Figura 14.1.: Representación lógica de un sistema eléctrico

## 14.2. Descripción de componentes

La caracterización de los componentes se da por medio de su tasa de fallas, que es un parámetro que se obtiene por medio de la frecuencia de fallos o del promedio de fallas de un elemento o sistema, en un intervalo de tiempo dado. Normalmente los operadores de red poseen el histórico estadístico de fallas de cada elemento y normalmente logran identificar el tipo de falla que afecta la operación normal del sistema. Para estos casos se puede calcular la tasa de fallos de la siguiente forma.

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (14.1)$$

Donde:

$MTTF$  = Tiempo medio para falla

En algunas ocasiones, por diversas razones, puede no existir información completa sobre cada elemento del sistema, por ende, se puede calcular ese parámetro por medio de una estimación del sistema completo. Para sistemas completos o tramos alimentadores:

$$\lambda = \frac{m \cdot l}{L \cdot T} \quad (14.2)$$

Donde:

$m$  = cantidad de fallas

$L$  = Longitud total de línea expuesta a falla, en Km

$T$  = periodo de tiempo de estudio, en años

$l$  = longitud de la línea de interés

Para elemento pequeños e individuales, como transformadores y elementos de protección, se plantea

la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m \cdot l}{N \cdot T} \quad (14.3)$$

Donde:

m=cantidad de fallas para cierto tipo de elementos

N=longitud total de línea expuesta a falla.

Las ecuaciones 14.2 y 14.3, son una buena aproximación, en caso de que no se tenga información específica del sistema o del elemento [82].

## 15. Modelo de confiabilidad

Para modelar la función que describe el comportamiento de confiabilidad se emplea la metodología de diagramas de bloques de confiabilidad. Con este método se realiza una reducción del diagrama lógico establecido, para hallar un modelo de confiabilidad que describa el comportamiento del sistema. Sin embargo, no todos los sistemas son reducibles, debido a su conexión lógica, la cual hace que el método clásico de reducción sea ineficaz frente a estos casos. Para estos sistemas se emplea la metodología basada en el conjunto de cortes mínimos. Se asume una distribución exponencial para modelar comportamiento de confiabilidad de los elementos y por ende del sistema.

### 15.1. Reducción de sistemas

La reducción del sistema lógico, se realiza de forma sistemática, reduciendo los subsistemas de menor jerarquía hacia los de mayor jerarquía. La reducción se continua representando por medio de bloques, donde uno o mas elementos del modelo lógico pueden ser representados por un solo bloque, y así sucesivamente hasta representar todo el sistema. La reducción de estos subsistemas se puede dar de diversas formas, como serie de paralelos o paralelo de series según sea la configuración, evaluando los sistemas de menor a mayor jerarquía. Normalmente es posible encontrar varios tipos de conexiones lógicas, debido a los diversos elementos y conexiones que poseen los sistemas eléctricos. También es posible encontrar estructuras mas sencillas o complejas como elementos en serie y en redundancia en espera. La reducción del sistema se realiza según el tipo de conexión, para reducir estos sistemas se emplean las reducciones descritas en las siguientes subsecciones.

#### 15.1.1. Serie de paralelos

La conexión de sistemas lógicos conectados en serie de paralelos suele ser una de las estructuras mas empleadas; permite modelar la confiabilidad y hacer reducción de los elementos o subsistemas que se encuentran conectados lógicamente en serie. La reducción de esta conexión se realiza de forma jerárquica y evalúa la presencia de elementos en paralelo dentro de los subsistemas, para así, realizar reducción de elementos en redundancia, y posteriormente realizar reducción de subsistemas en serie.

Esta configuración considera críticos los elementos que conforman al sistema en serie, ya que todos deben funcionar para que este funcione, también se debe asumir que los  $n$  componentes son

independientes entre sí. La la reducción de estos sistemas de realiza de la siguiente forma:

$$R(t) = \prod_{i=1}^n \left( 1 - \prod_{j=1}^{m_i} (1 - e^{-\lambda_{ij}t}) \right) \quad (15.1)$$

### 15.1.2. Paralelo de series

La reducción de este sistema se realiza de forma jerárquica y se evalúa como un paralelo de series. En algunos casos estos sistemas pueden estar conformados solo por paralelos; sin embargo, es necesario evaluar la presencia de elementos de menor jerarquía conectados en serie; por tal razón, se evalúa cada fila del sistema en paralelo como un subsistema en serie, se realiza la reducción del sistema en serie y posteriormente se reduce el sistema en paralelo. La reducción de estos sistemas se realiza de la siguiente forma:

$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \left( 1 - \prod_{j=1}^{m_i} e^{-\lambda_{ij}t} \right) \quad (15.2)$$

### 15.1.3. Redundancia pasiva con conmutador ideal

Existen varias estructuras que hacen parte de los sistemas en redundancia, normalmente se suele recurrir a alguna de estas cuando un elemento individual es importante para el correcto funcionamiento del sistema, esto en comparación con otros elementos. Dentro de estos sistemas en redundancia se encuentra la arquitectura en espera, para la cual la reducción se realiza como un todo del sistema. El primer caso de esta arquitectura en espera es el caso ideal, donde no se considera falla en el sistema de conmutación, y por ende se asume que la confiabilidad del sistema de transferencia es perfecta. Este tipo de arquitectura suele ser empleada para análisis simples en donde se desconoce la tasa de fallas del conmutador.

$$R(t) = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{(\lambda t)^i}{i!} e^{-\lambda t} \quad (15.3)$$

En conclusión, la reducción de esta arquitectura se realiza como una unidad ideal en stand by, y suele ser práctica para evaluar sistemas en donde los subsistemas en espera son idénticos en características y funcionamiento.

### 15.1.4. Redundancia para espera en frío con conmutador imperfecto

Esta arquitectura opera de forma similar a la anterior y se realiza una reducción como un todo del sistema; sin embargo, se emplea para evaluar una operación mas realista del sistema. La arquitectura se componen de al menos 3 elementos: una unidad primaria, una de respaldo y un conmutador.

Esta arquitectura se usa para representar seccionamientos y sistemas en espera que se encuentran desconectados del punto de alimentación, en otras palabras, sirve para representar sistemas de transferencia de carga. Su modelo es:

$$R(t) = e^{-\lambda_1 t} + \frac{(1-p)\lambda_1(e^{-\lambda_2 t} - e^{-\lambda_1 t})}{\lambda_1 - \lambda_2} \quad (15.4)$$

Donde:

$p$  es la probabilidad de falla del interruptor.

$\lambda_1$  es la tasa de fallos de la unidad 1.

$\lambda_2$  es la tasa de fallos de la unidad 2.

Para el evento en donde  $\lambda_1 = \lambda_2$  se obtiene el siguiente modelo de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\lambda_1 t} + (1-p)\lambda_1 t e^{-\lambda_1 t} \quad (15.5)$$

### 15.1.5. Redundancia para espera con carga parcial y conmutador imperfecto

Esta arquitectura funciona de forma similar a la de espera en frío; sin embargo, en esta configuración se considera que la unidad de respaldo se encuentra en uso y siempre estará lista para entrar en funcionamiento, es decir, la unidad secundaria puede alimentar carga secundaria antes de que falle la unidad principal. Esta estructura es ideal para representar transferencia de sistemas de cargas, tales como seccionamientos y turbinas en plantas generadoras, entre otros.

La confiabilidad para un sistema de espera en caliente de dos elementos, una unidad primaria y una secundaria con  $(\lambda_0 + \lambda_1 - \lambda_2) \neq 0$  es:

$$R(t) = e^{-\lambda_1 t} + \frac{(1-p)\lambda_1}{\lambda_0 + \lambda_1 - \lambda_2} \left( e^{-\lambda_2 t} - e^{-(\lambda_0 + \lambda_1)t} \right) \quad (15.6)$$

La confiabilidad para un sistema de espera en caliente de dos elementos con  $(\lambda_0 + \lambda_1 - \lambda_2) = 0$  es:

$$R(t) = e^{-\lambda_1 t} + (1-p)\lambda_1 t e^{-\lambda_2 t} \quad (15.7)$$

Donde:

$p$  es la probabilidad de falla del interruptor.

$\lambda_0$  es la tasa de fallos de la unidad 2, cuando la unidad 1 está operativa.

$\lambda_1$  es la tasa de fallos de la unidad 1.

$\lambda_2$  es la tasa de fallos de la unidad 2.

Siguiendo la metodología descrita, se puede obtener el modelo de confiabilidad de cualquier sistema reducible, conservando las características de cada componente. Se plantea el algoritmo 1 que recoge las técnicas expuestas anteriormente y que permite reducir el sistema para generar un modelo de confiabilidad que describa su comportamiento.

---

**Algorithm 1**

---

---

**Modelo de confiabilidad de sistemas reducibles**

---

**Requiere:** Configuracionsistema  
**Ensure:** confiabilidad  
confiabilidad  $\leftarrow 1$   
redundante  $\leftarrow 1$   
paralelo  $\leftarrow []$   
**for**  $i$  **in** Configuracionsistema  
  **if**  $i = \text{redundancia}$  **then**  
    paralelo  $\leftarrow \text{GetModelodeconfiabilidaddesistemasreducibles}(i)$   
    **for**  $j$  **in** paralelo  
      redundante  $\leftarrow \text{redundante} * (1 - j)$   
      reduccion  $\leftarrow 1 - \text{redundante}$   
    **end if**  
  **if**  $i = \text{redundancia pasiva ideal}$  **then**  
    reduccion  $\leftarrow \text{GetRedundancia pasiva ideal}(i)$   
  **end if**  
  **if**  $i = \text{redundancia en frio}$   
    reduccion  $\leftarrow \text{GetRedundancia en frio}(i)$   
  **end if**  
  **if**  $i = \text{redundancia en caliente}$  **then**  
    reduccion  $\leftarrow \text{GetRedundancia en caliente}(i)$   
  **end if**  
  **if**  $i = \text{serie}$  **then**  
    reduccion  $\leftarrow \text{GetReduccion serie}(i)$   
  **end if**  
  confiabilidad  $\leftarrow \text{confiabilidad} * \text{reduccion}$   
**end for**  
**return** confiabilidad

---

## 15.2. Sistemas irreducibles

Para enfrentar la problemática de los sistemas irreducibles se emplea la metodología de conjunto de cortes mínimos, este método es altamente empleado en la evaluación de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos, y se recurre a él para evaluar la confiabilidad de sistemas irreducibles.

La reducción de estos sistemas y la generación de cortes mínimos, se hace por medio de cortes de tal forma que no sean subconjuntos de otros cortes mínimos, cada corte o subconjunto mínimo representa un subsistema en paralelo, el modelo de cortes se representa como una serie de paralelos y esto es debido a que la falla de un conjunto mínimo genera la falla del sistema. Esta metodología realiza los cortes del sistema y aplica una reducción de serie de paralelos para modelar una aproximación del comportamiento del sistema.

El algoritmo 2 realiza la reducción de sistemas irreducibles por medio de la función  $\rightarrow \text{Getcortes}()$ , generando cortes mínimos de tal forma que cada corte no sea subconjunto de otros cortes mínimos

$\rightarrow C_i \not\subset C_j$ . Los elementos de cada corte se representan como un subsistema en paralelo, ya que se requiere que fallen todos los componentes para que el subsistema falle, los cortes se representan como un sistema en serie, ya que se requiere que al menos un corte deje de funcionar para que el sistema falle; dado lo anterior, la reducción general del sistema irreducible se representa por medio de una conexión serie de paralelos. El algoritmo 2 solo entra en funcionamiento cuando el algoritmo 1 no puede generar un modelo del comportamiento del sistema. Normalmente, este evento solo se presenta cuando el modelo lógico del sistema contiene una conexión puente dentro de sus subconjuntos.

---

**Algorithm 2**

---

**Modelo de confiabilidad de sistemas irreducibles**

---

**Requiere:** Configuracionsistema

**Ensure:** confiabilidad

confiabilidad\_paralelo\_serie  $\leftarrow$  1

Cortes  $\leftarrow$  *Getcortes*(Configuracionsistema)

**for**  $i$  **in** Cortes

elementos\_corte\_i  $\leftarrow$   $i$

confiabilidad\_paralelo  $\leftarrow$  1

**for**  $j$  **in** elementos\_corte\_i

confiabilidad\_paralelo  $\leftarrow$  confiabilidad\_paralelo  $\ast$   $(1 - j)$

**end for**

confiabilidad\_paralelo\_serie  $\leftarrow$  confiabilidad\_paralelo\_serie  $\ast$   $(1 - \text{confiabilidad\_paralelo})$

**end for**

confiabilidad  $\leftarrow$  confiabilidad\_paralelo\_serie

**return** confiabilidad

---



## 16. Estados operativos de un sistema

Los sistemas son funcionales hasta la ocurrencia de una falla en alguno de sus componentes, este tipo de sucesos no necesariamente implica la falla total del sistema, pero sí cambios en la operación, en la configuración y en la confiabilidad e importancia del sistema [14]. En esta sección se estudian los posibles estados operativos que presenta el sistema, los posibles cambios de configuración y de confiabilidad que puede llegar a sufrir el sistema a raíz de fallas o degradamiento de sus partes.

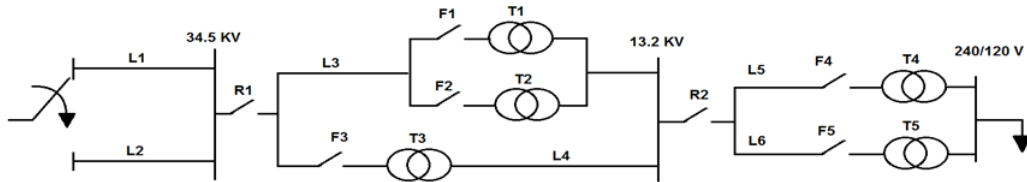
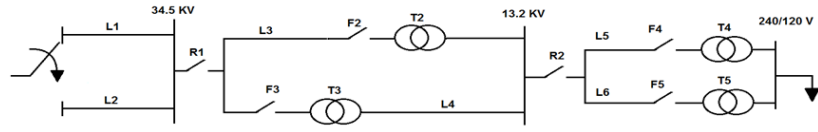


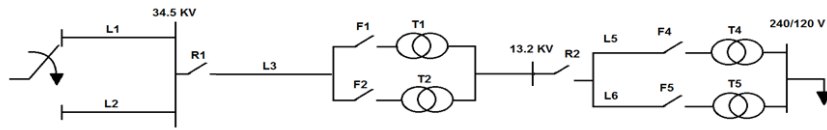
Figura 16.1.: Sistema de distribución

Como ejemplo se considera el sistema eléctrico de distribución que se muestra en la figura 16.1. Este sistema está compuesto por diferentes componentes que permiten alimentar la carga final. Una falla en ciertos elementos genera la falla total del sistema; sin embargo, no todos los componentes generan la salida del sistema, existen fallas que permiten que el sistema pueda continuar funcionando hasta que se haga corrección de la falla, tal y como se muestra en la figura 16.2. Estos estados de degradación permiten que el sistema pueda seguir operando y dado que estas fallas pueden durar días, semanas o meses en algunos casos [6], surge la necesidad de conocer los cambios en su confiabilidad, su configuración y más importante aún, su importancia para mejorar las acciones de mantenimiento.

Para generar cambios estructurales y simular fallas del  $n$  – *ésimo* componente del sistema, es necesario modificar la confiabilidad del componente. Las fallas del elemento pueden ser expresadas al hacer la confiabilidad del componente igual cero; es decir, hacer  $R_i(t) = 0$ , generando de esta manera un nuevo modelo de confiabilidad  $m_i$ . Cada modelo generado debe ser evaluado como en la sección 15, para que de esta forma se logre reducir el sistema cuando el componente  $i$  ha fallado y obtener su respectivo modelo de confiabilidad. Finalmente se generan  $m$  modelos y configuraciones para los cuales es operativa la red; además, se deben observar los cambios de confiabilidad, de



Falla en el transformador  $T_1$



Falla en el tramo de red  $L_4$

Figura 16.2.: Estados operativos del sistema eléctrico de distribución a causa de fallas en sus componentes

configuración y de importancia que sufre el sistema en el tiempo a causa de fallas.

El algoritmo 3, debe ser empleado una vez se genera el modelo de confiabilidad del sistema, este permite hallar los estados operativos del sistema simulando la falla de cada uno de sus componentes, se considera una falla a la vez dentro del sistema; es decir,  $n - 1$  elementos.

### Algorithm 3

---

#### Estados operativos

---

**Requiere:** Confiabilidadsistema, Confiabilidadelementos

**Ensure:** Estadosdeconfiabilidad

Estadosdeconfiabilidad  $\leftarrow []$

**for**  $i = 0$  **to**  $\text{len}(\text{Confiabilidadelementos})$

    elementofalla  $\leftarrow \text{Confiabilidadelementos}$

    elementofalla  $\leftarrow \text{GetReplace}(i, 0)$

    confiabilidad  $\leftarrow \text{GetEvaluarconfiabilidad}(\text{Confiabilidadsistema}, \text{elementofalla})$

    Estadosdeconfiabilidad  $\leftarrow \text{append}(\text{confiabilidad})$

**end for**

**return** Estadosdeconfiabilidad

---

## **Parte IV.**

# **Resultados y conclusiones**

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las metodologías presentadas en el capítulo III.

## 17. Análisis de importancia en el tiempo

Considerando los posibles estados operativos que puede tener un sistema, existen  $m$  estados de operación bajo los cuales puede operar bajo degradación. Los fallos en los componentes generan cambios en la operación del sistema, afectando no solo la estructura inicial con la cual se diseñó, si no también afectando la confiabilidad y la importancia de sus componentes. Para considerar y observar los cambios de importancia que sufre un sistema, se evalúa sobre cada modelo de confiabilidad las medidas de Birnbaum, potencial de mejora, valor del riesgo, reducción del riesgo y criticidad. Cada medida brinda una evaluación y clasificación diferente de importancia, además, según sea el enfoque del estudio, se debe seleccionar una o varias de estas.

### 17.1. Clasificación en el tiempo

Los elementos que componen un sistema siguen una distribución exponencial; sin embargo, cada subsistema posee una distribución en el tiempo única y diferente en comparación con los demás, por ende, cada confiabilidad es diferente en el tiempo.

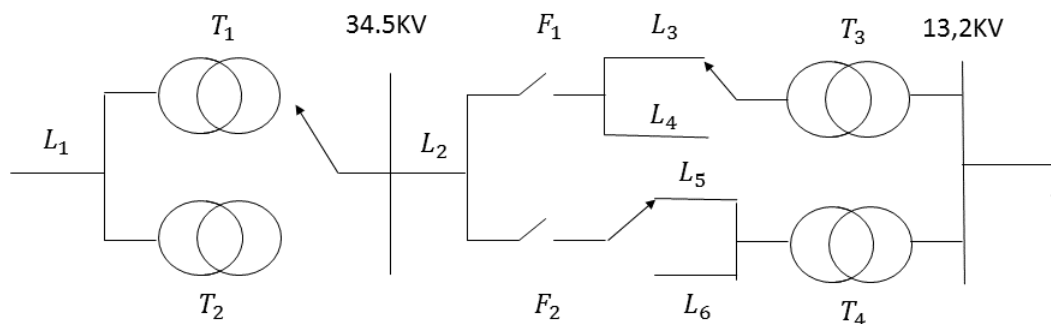


Figura 17.1.: sistema distribución 34.5-13.2 KV

La figura 17.1 ilustra un sistema de distribución 34,5 – 13,2 kV con sus respectivos componentes, la figura 17.2, muestra los cambios de confiabilidad que sufren los componentes del sistema de

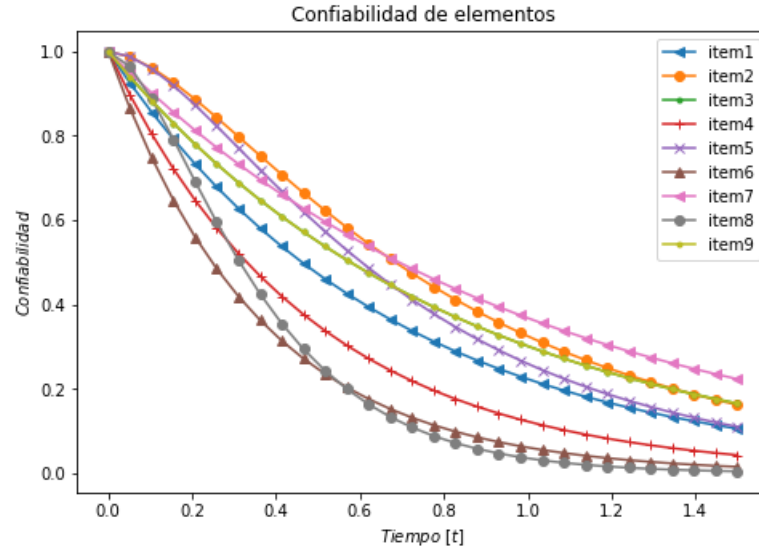


Figura 17.2.: Confiabilidad de subsistemas

distribución en el tiempo y la figura 17.3, muestra los cambios de importancia que pueden llegar a sufrir los elementos en el tiempo. De estas figuras se evidencia que un subsistema menos confiable puede pasar a ser el subsistema mas confiable con el tiempo y viceversa.

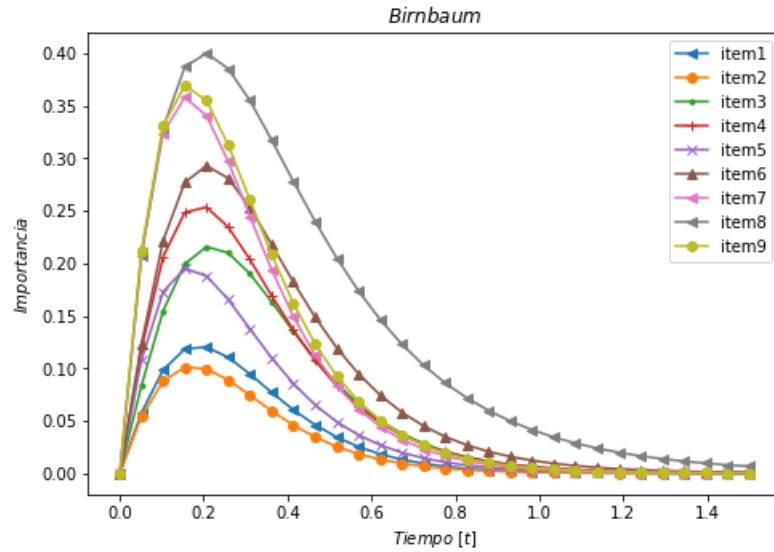


Figura 17.3.: Importancia de subsistemas

Los  $m$  estados que posee el sistema, generan  $m$  clasificaciones de importancias para cada medida del análisis. Para unificarlas en un solo análisis de cada medida se propone un análisis sistemático de áreas, que describe la importancia de cada elemento según sea el instante de tiempo seleccionado. Se recurre a la aproximación trapezoidal mostrada en la sección 12, para evaluar el área que ocupa cada elemento según su importancia en cada estado operativo, dado un cierto intervalo de tiempo.

Para esto es necesario generar  $n$  intervalos simétricos dentro del análisis trapezoidal.

$$n = \frac{b - a}{\Delta x} \quad (17.1)$$

Con los intervalos de tiempo seleccionados, se emplea la aproximación trapezoidal para determinar el área de importancia que ocupa cada elemento, en cada uno de los  $m$  estados operativos, según sea un intento de tiempo seleccionado. Con el área de cada componente en cada uno de los estados operativos, es posible determinar el área total que ocupa un elemento en un intervalo de tiempo. La figura 17.4 ilustra los intervalos en cada estado operativo del subsistema y como el área de importancia puede variar entre un estado operativo y otro. El área total acumulada de cada elemento para un intervalo se define como la suma del área de los  $m$  estados de un componente en el mismo intervalo de tiempo, de la siguiente forma:

$$AT_n = \sum_{i=1}^m A_{ni} \quad (17.2)$$

Donde:

$AT_n$  es la suma del área del los  $m$  estados operativos en el intervalo  $n$

$m$  son los estados operativos del sistema

$A_{ni}$  es el área del elemento en el intervalo  $n$  y el estado operativo  $i$

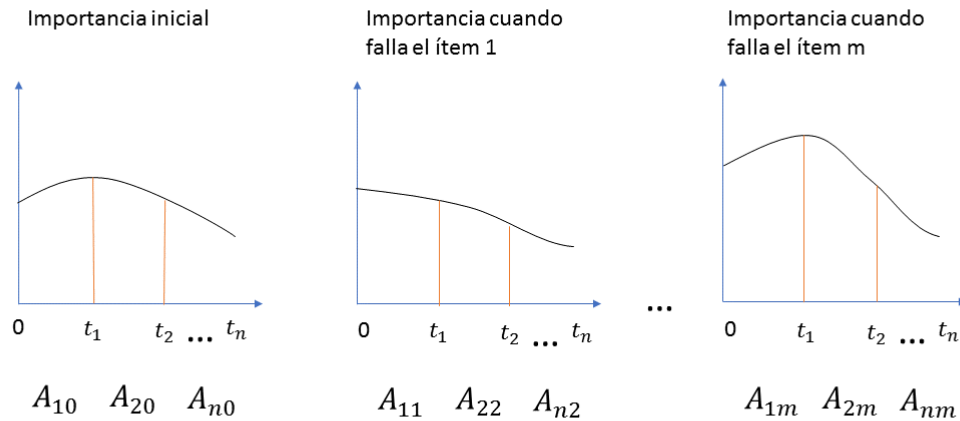


Figura 17.4.: Áreas de importancia de un elemento, a razón de una falla o un cambio en la confiabilidad del sistema en un intervalo de tiempo dado

El objeto de aplicar este análisis es poder reducir los  $m$  estados operativos a uno solo, donde se pueda realizar una clasificación de importancia general y unificada, que este sujeta a los aportes acumulados que ofrece cada uno de los elementos en cada estado operativo, según sea el intervalo de tiempo seleccionado.

Los algoritmo 4 y 5 deben emplearse de forma consecutiva. En el algoritmo 4 se selecciona el intervalo de tiempo  $\Delta x$  para determinar los instantes de tiempo en que se debe evaluar la función de importancia de cada elemento, la evaluación de la importancia se almacena de forma matricial, según sea el estado operativo y la medida de importancia (B, PM, VR, VRR, C).

El algoritmo 5 emplea la función trapezoidal  $Gettrapezoidal(m[j, k], intervalo)$  para determinar el área de importancia de cada elemento, según sea el estado operativo  $[j]$ , el elemento del sistema  $[k]$  y la medida de importancia  $m$ . La clasificación general de cada elemento se realiza por medio de la función  $areaelemento$ , la cual recopila la suma de áreas de importancia del elemento  $[k]$  en cada uno de los  $[j]$  estados operativos. Se retorna de forma matricial el valor de área acumulada de importancia de cada elemento, según los intervalos de tiempo seleccionados.



---

**Algorithm 4**

---

**Medidas de importancia**

---

**Requiere:** Estadosoperativos,  $a$ ,  $b$ ,  $\Delta x$ **Ensure:** medidasdeimportancia $B \leftarrow []$  $PM \leftarrow []$  $VR \leftarrow []$  $VRR \leftarrow []$  $C \leftarrow []$  $importancia \leftarrow []$  $intervalo \leftarrow GetLinspace(a, b, \Delta x)$ **for**  $i = 0$  **to**  $len(Estadosoperativos)$      $importancia \leftarrow GetBirnbaum(Estadosoperativos(i))$      $ievaluado \leftarrow GetEvaluaimportanciaenintervalos(importancia, intervalo)$      $B \leftarrow append(importancia)$      $importancia \leftarrow GetPotencialmejora(Estadosoperativos(i))$      $ievaluado \leftarrow GetEvaluaimportnaciaenintervalos(importancia, intervalo)$      $PM \leftarrow append(ievaluado)$      $importancia \leftarrow GetValorriesgo(Estadosoperativos(i))$      $ievaluado \leftarrow GetEvaluaimportnaciaenintervalos(importancia, intervalo)$      $VR \leftarrow append(ievaluado)$      $importancia \leftarrow GetReduccionriesgo(Estadosoperativos(i))$      $ievaluado \leftarrow GetEvaluaimportnaciaenintervalos(importancia, intervalo)$      $VRR \leftarrow append(ievaluado)$      $importancia \leftarrow GetCriticidad(Estadosoperativos(i))$      $ievaluado \leftarrow GetEvaluaimportnaciaenintervalos(importancia, intervalo)$      $C \leftarrow append(ievaluado)$ **end for** $importancia \leftarrow append(B, PM, VR, VRR, C)$ **return** medidasdeimportancia

---

**Algorithm 5**

---

**Clasificación de importancia**

---

**Requiere:** Medidas

**Ensure:** importancia

importancia  $\leftarrow []$

areaelemento  $\leftarrow []$

importanciamedida  $\leftarrow []$

**for**  $i = 0$  **to**  $\text{len}(\text{Medidas})$

$m \leftarrow \text{Medidas}[i]$

    areaelemento  $\leftarrow []$

**for**  $j = 0$  **to**  $\text{len}(m)$

        sumaarea  $\leftarrow 0$

**for**  $k = 0$  **to**  $\text{len}(m[j])$

$area \leftarrow \text{Gettrapezoidal}(m[j, k], \text{intervalo})$

        sumaarea  $\leftarrow \text{sumaarea} + area$

**end for**

    areaelemento  $\leftarrow \text{append}(\text{sumaarea})$

**end for**

    importanciamedida  $\leftarrow \text{append}(\text{areaelemento})$

**end for**

importancia  $\leftarrow \text{append}(\text{importanciamedida})$

**return** importancia

---

# 18. Metodología y validación

## 18.1. Metodología

El procedimiento para aplicar la metodología a los experimentos consiste en cinco pasos fundamentales que se representan en la figura 18.1, los pasos son los siguientes: a) realizar una caracterización de los componentes y del sistema para determinar la configuración de este; b) obtener el modelo de confiabilidad del sistema en el tiempo, para esto se emplean los algoritmos de confiabilidad de sistemas reducibles e irreducibles para aquellos sistemas que presenten una configuración puente; c) encontrar los estados operativos que presenta el sistema, se emplea para esto el algoritmo de estados operativos; d) realizar un análisis de importancia y determinar los intervalos de tiempo en el cual se desea evaluar las medidas de importancia, se emplea para esto el algoritmo de medidas de importancia; e) generar un análisis de áreas de importancia que permitan realizar una clasificación de los elementos en el tiempo, se emplea el algoritmo clasificación de importancia para esta tarea.

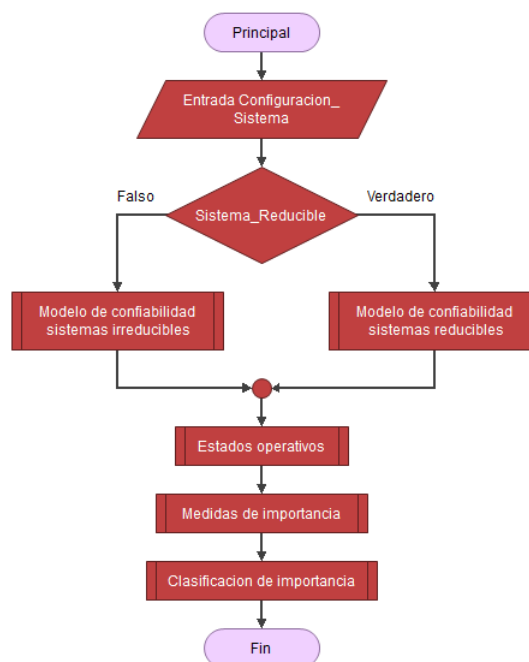


Figura 18.1.: Diagrama del modelo propuesto. Fuente autor

Para probar los experimentos y desarrollar los algoritmos propuestos, se emplea el software de

programación Python 3.7, sobre un sistema operativo Windows 8 en una computadora portátil de referencia Lenovo G40 con procesador Intel Core i5-4210U CPU 1.70 GHz 2.40 GHz y 8 GB de memoria Ram.

## 18.2. Base de datos

Con el fin de poder evaluar la metodología propuesta en este documento, se considera el uso de dos sistemas diferentes, ambos pertenecientes a sistemas eléctricos. El primer sistema es una red de distribución compuesta por 4 elementos, una línea de 34.5 Kv, dos transformadores en paralelo y una línea de 13.2 Kv, ambas líneas se emplean para alimentar la misma carga. El diagrama esquemático de la red se puede observar en la figura 18.2 y los datos de los elementos en la tabla 18.1 [1].

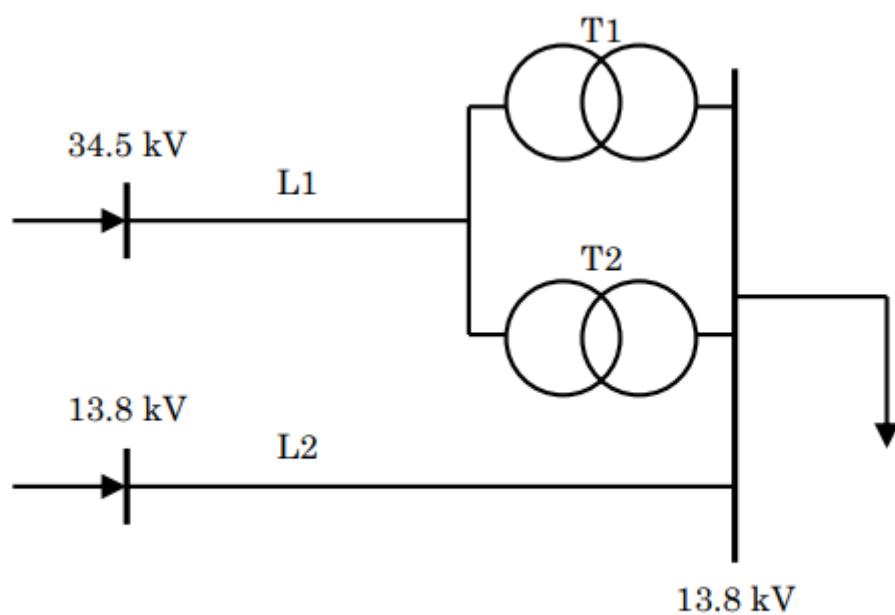


Figura 18.2.: Diagrama esquemático de un sistema eléctrico de distribución, tomado de [1]

Distribución de componentes de un sistema eléctrico		
Componente	Distribución	Parámetro ( $\lambda$ )
L <sub>1</sub>	Exponencial	6,0
T <sub>1</sub>	Exponencial	0,5
T <sub>2</sub>	Exponencial	1,0
L <sub>2</sub>	Exponencial	12

Tabla 18.1.: Tipos de fallas, parámetros y elementos de un sistema eléctrico de distribución [1]

El segundo sistema es una central hidroeléctrica que esta compuesta por 6 tipos diferentes de elementos, se asume que la distribución de vida útil de cada uno de los componentes sigue una distribución exponencial. Los datos de este sistema se toman de la referencia [2] y se encuentran plasmados en la tabla 18.2, el diagrama esquemático de la central se puede observar en la figura 18.3.

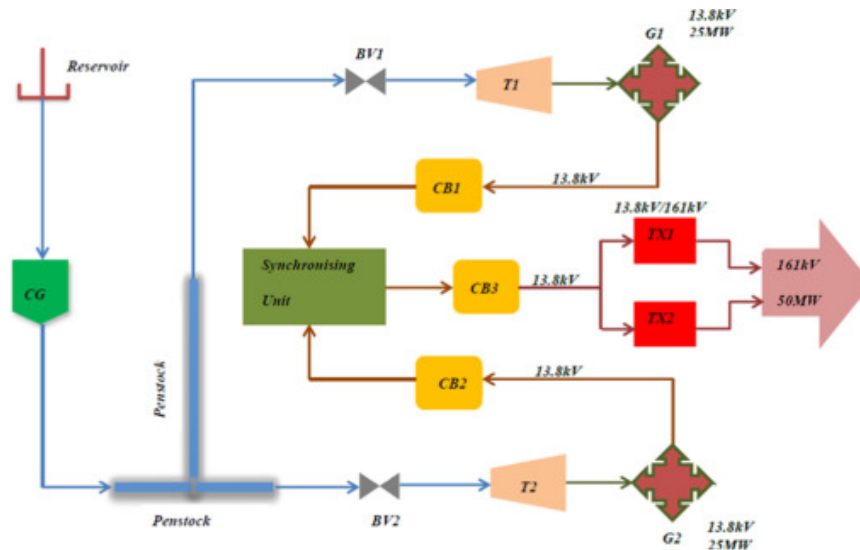


Figura 18.3.: Diagrama esquemático de un sistema de central hidroeléctrica, tomado de [2]

Se presenta la central como un sistema complejo que comprende los siguientes doce componentes principales: (1) una compuerta de control (CG), permite controlar la cantidad de agua a liberar que se encuentra dentro del embalse; (2) dos válvulas de mariposa (BV) que transportan y controlan el flujo de agua; (3) dos turbinas (T) que transforman la energía cinética del agua en energía mecánica; (4) tres disyuntores (CB) encargados de proteger el sistema de la central hidroeléctrica; (5) dos generadores (G) que producen corriente alterna; y por último (6) dos transformadores (TX) que elevan la tensión de salida a la requerida por el sistema.

Distribución de componentes de una central hidroeléctrica		
Componente	Distribución	Parámetro ( $\lambda$ )
CG	Exponencial	1,3
BV	Exponencial	1,2
T	Exponencial	0,8
G	Exponencial	1,6
CB	Exponencial	1,3
TX	Exponencial	0,6

Tabla 18.2.: Tipos de fallas y parámetros de distribución de componentes de una central hidroeléctrica, tomado de [2]

Esta misma central se extiende a un caso real adicional, en el cual se tiene presente las unidades secundarias, con tasa de fallas diferente a la unidad principal, la tabla 18.3 muestra los valores de las unidades primarias y secundarias. Se consideran los datos del segundo parámetro de la tabla 9, en la referencia [2].

<b>Distribución de componentes con diferentes tasas de falla de una central hidroeléctrica</b>			
<b>Componente</b>	<b>Distribución</b>	<b>parámetro principal (<math>\lambda</math>)</b>	<b>parámetro secundario (<math>\lambda</math>)</b>
CG	Exponencial	1,5	2,1
BV	Exponencial	1,6	2,5
T	Exponencial	0,4	1,2
G	Exponencial	1,8	2,9
CB	Exponencial	1,4	3,3
TX	Exponencial	0,8	1,3

Tabla 18.3.: Tipos de fallas y parámetros de distribución de componentes con diferente tasa de falla, pertenecientes a una central hidroeléctrica, tomado de [2]

## 19. Resultados y análisis

En esta sección se evalúan los dos sistemas planteados en la parte 18, empleando la metodología propuesta.

### 19.1. Caso 1

Para el primer caso se considera un sistema de distribución, su diagrama esquemático se representa en la figura 18.2 y su diagrama de conexión lógica se observa en la figura 19.1. Una de las ventajas de emplear este sistema, es el tamaño manejable que facilita la realización de cálculos manuales para verificar cualquier técnica empleada para evaluar los índices de confiabilidad.

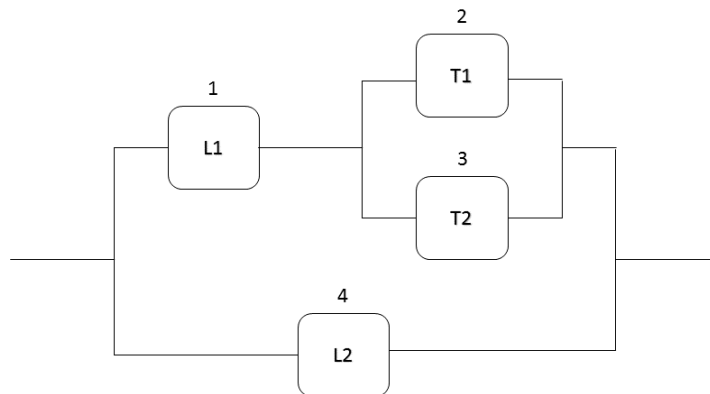


Figura 19.1.: Conexión lógica del sistema de distribución

La caracterización del sistema se basa en los datos presentes en la tabla 18.1. La siguiente etapa del estudio consiste en obtener el modelo de confiabilidad basado en el método RBD, se emplea el algoritmo 1 para reducir el sistema y obtener el modelo de confiabilidad, se implementa esta metodología de reducción en python, con lo cual se obtiene como resultado el siguiente modelo de confiabilidad.



$$R_s = -(1 - P_4) \cdot (-P_1 \cdot (-(1 - P_2) \cdot (1 - P_3) + 1) + 1) + 1 \quad (19.1)$$

La caracterización de los elementos permite encontrar la confiabilidad de los  $n$  elementos y del mismo sistema en función del tiempo. Se considera que los elementos siguen una distribución exponencial. De esta sección se obtienen los índices de confiabilidad como lo es la confiabilidad del sistema actual y la confiabilidad individual de cada elemento en el tiempo. La figura 19.2 describe el comportamiento del sistema en función del tiempo.

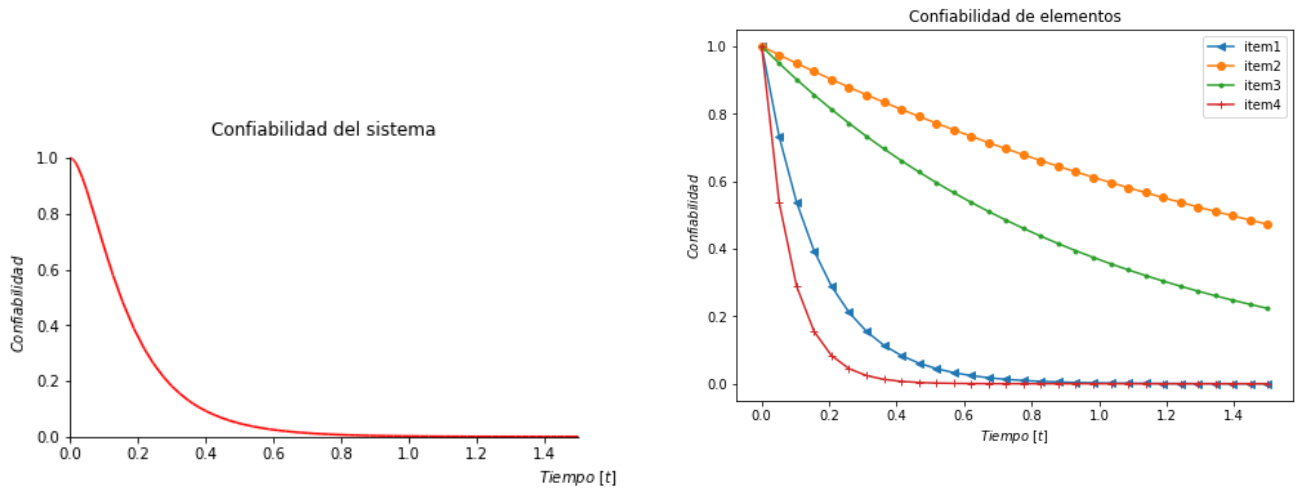


Figura 19.2.: Confiabilidad del sistema eléctrico de distribución

Figura 19.3.: Confiabilidad individual de cada elemento del sistema eléctrico de distribución en el tiempo

La figura 19.3 describe la confiabilidad individual de cada elemento en el sistema. Esta gráfica de confiabilidad esta basada en la caracterización de cada componente e ilustra el aporte de confiabilidad que entrega cada elemento al sistema; en este caso, se evidencia que el elemento 4 es quien menor confiabilidad brinda y por ende es quien mayor probabilidad de fallar tiene, en contraste el elemento mas confiable es el 2.

Se considera entonces  $n - 1$  elementos a la vez. La tabla 19.1, presenta los  $m$  estados operativos del sistema. Cada estado del sistema representa un estado degradado, en el cual podrá operar y abastecer de forma parcial la carga proyectada, cuando la confiabilidad del modelo es 0, entonces el sistema es inoperativo.

La siguiente etapa consiste en la generación de los  $m$  estados operativos que posee el sistema, para lo cual se varía el estado operativo de cada elemento, considerando la falla de cada componente.

**Estados operativos**

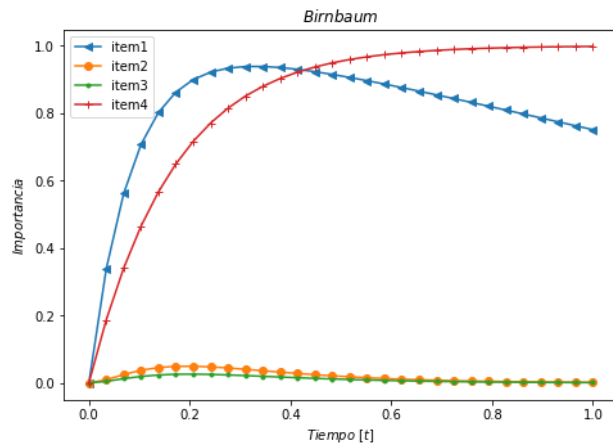
Estado	Modelo de confiabilidad
Inicial	$-(1 - P_4) \cdot (-P_1 \cdot (-(1 - P_2) \cdot (1 - P_3) + 1) + 1) + 1$
Falla el ítem 1	$P_4$
Falla el ítem 2	$-(1 - P_4) \cdot (-P_1 \cdot P_3 + 1) + 1$
Falla el ítem 3	$-(1 - P_4) \cdot (-P_1 \cdot P_2 + 1) + 1$
Falla el ítem 4	$P_1 \cdot (-(1 - P_2) \cdot (1 - P_3) + 1)$

Tabla 19.1.: Estados operativos del sistema eléctrico de distribución

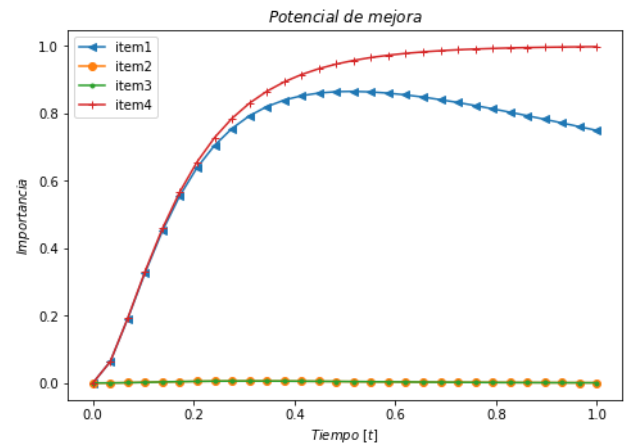
Se puede evaluar la importancia sobre el sistema inicial para visualizar de forma rápida el comportamiento de los elementos en el tiempo, también es posible variar los estados operativos para visualizar de forma individual los cambios que puede llegar a sufrir el sistema. La figura 19.4, muestra la importancia de los componentes cuando el sistema opera sin fallas, y la figura 19.5 muestra el comportamiento de los elementos cuando el sistema opera de forma degradada, a causa de la falla de un componente.

La figura 19.4 muestra el estudio de importancia. Se presenta en la primer gráfica la medida de Birbaum y en esta se evidencia que el elemento 1 inicia siendo el mas importante pese a que no es el elementos mas inconfiable; sin embargo, después de cierto instante de tiempo el elemento 4, el cual posee mayor inconfiabilidad en el sistema pasa a ser el elemento mas importante, esto es debido a la configuración que presenta el sistema y a la caracterización que presenta el ítem. En la gráfica de potencial de mejora se indica qué elemento debería ser mejorado para incrementar la confiabilidad del sistema; en este caso se encuentra que el elemento que mas aumentaría la confiabilidad, si pudiera ser mejorado, es el elemento 4 seguido por el elemento número 1. En la gráfica de valor de riesgo se muestra el aumento relativo de inconfiabilidad del sistema, cuando un componente esta en estado de falla. Dado lo anterior, elemento 1 es quien aumenta la inconfiabilidad del sistema cuando este ha fallado; es decir, la falla de este ítem hace que el sistema sea mas inconfiable en comparación con los demás.

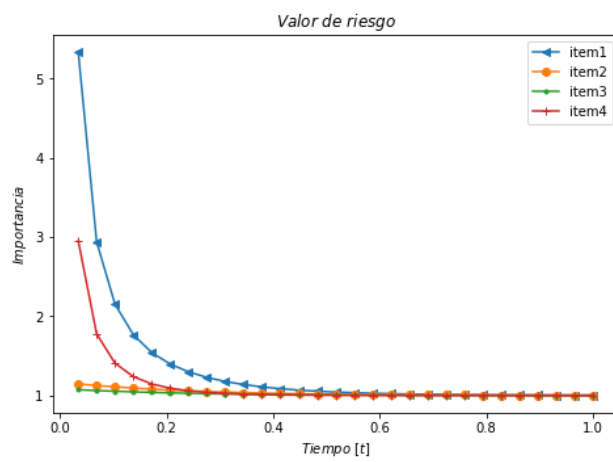
La gráfica de valor de reducción de riesgo, evidencia que el elemento 1 es quien reduce la inconfiabilidad del sistema cuando es funcional, es decir que su funcionamiento hace que el sistema sea más confiable. Por último, la gráfica de criticidad muestra que el componente 4 es el elemento mas crítico para el sistema, esto debido a que si el sistema llega a depender de este elemento para funcionar, entonces tendrá una probabilidad muy alta de fallar.



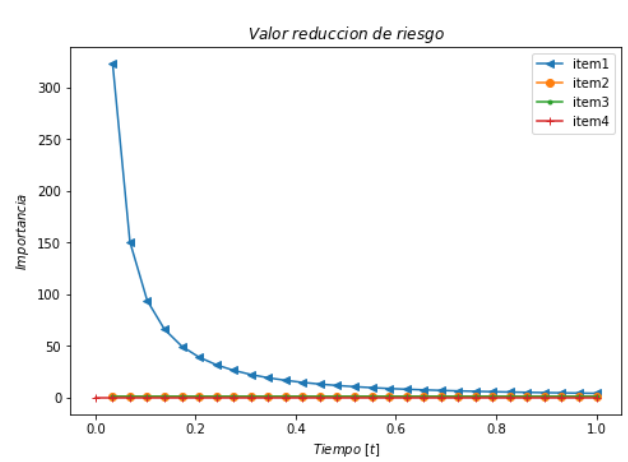
Birnbaum



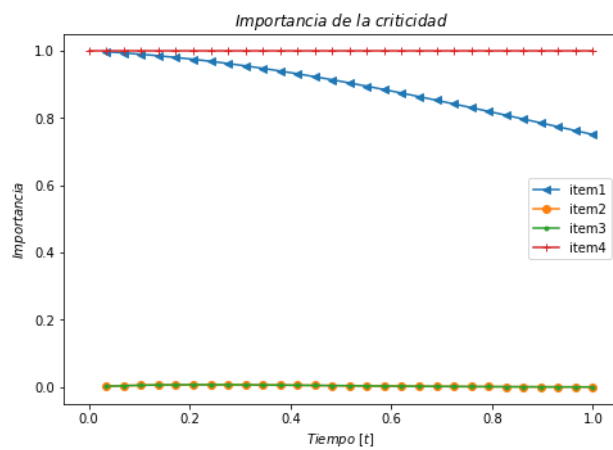
Potencial de mejora



Valor de riesgo

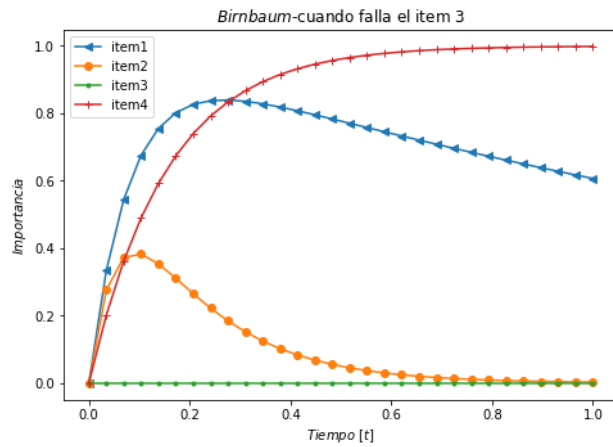


Reducción de riesgo

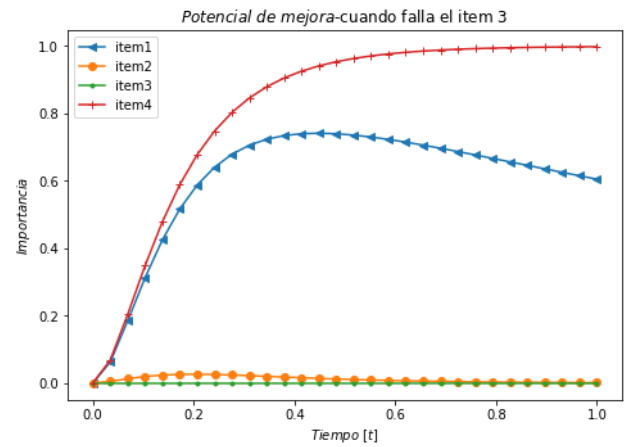


Criticidad

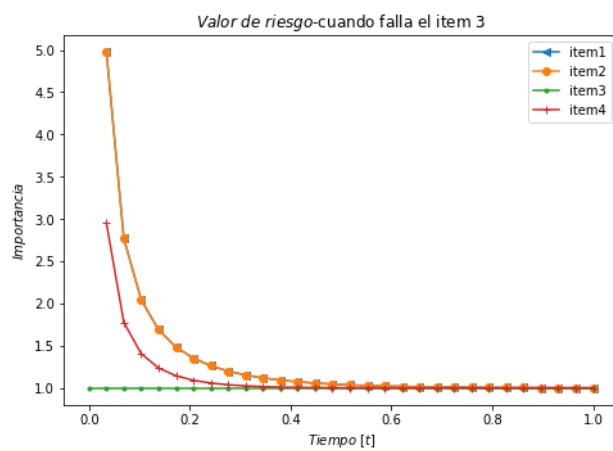
Figura 19.4.: Medidas de importancia del sistema eléctrico de distribución



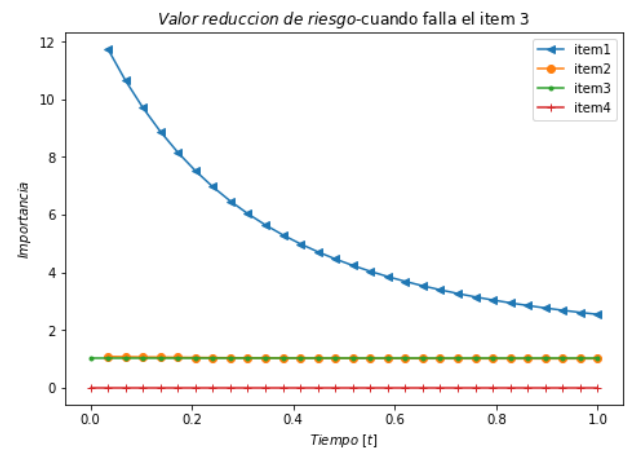
Birnbbaum



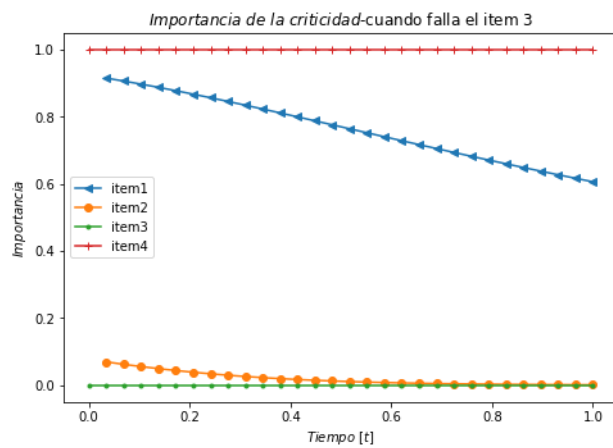
Potencial de mejora



Valor de riesgo



Reducción de riesgo



Criticidad

Figura 19.5.: Medidas de importancia del sistema eléctrico de distribución cuando falla el ítem 3.

La variación del estado operativo de los componentes indica los posibles estados operativos en el cual se puede encontrar el sistema y por ende refleja los posibles cambios estructurales que este puede llegar a sufrir. La figura 19.5, muestra los cambios de importancia que sufre el sistema cuando falla el ítem 3. La gráfica de Birnbaum, evidencia un alza en la importancia del elemento 2; sin embargo el elemento 4 continua siendo el mas importante. La figura de potencial de mejora, evidencia que el elemento 4 continua siendo el ítem que mas aumentaría la confiabilidad del sistema si este fuera mejorado. La figura de valor de riesgo, muestra que ahora la falla del elemento 2, es quien genera un aumento relativo en la inconfiabilidad del sistema. La gráfica de valor de reducción de riesgo, evidencia que el elemento 1 continua siendo el elemento que mas reduce la inconfiabilidad del sistema, cuando se sabe que es funcional. La figura de importancia, muestra que pese al cambio que ha sufrido el sistema, el elemento 4 continua siendo crítico para el sistema.

La última etapa de la metodología consiste en clasificar la importancia de los componentes, según el aporte de confiabilidad de cada elemento en cada uno de los posibles estados del sistema. La determinación de los intervalos se basa en la precisión que requiera el estudio. Para este caso se asumen 12 intervalos de tiempo, la clasificación de importancia se realiza en función de cada uno de estos intervalos. La figura 19.6 presenta los cambios de importancia que sufre el sistema según los aportes de importancia de cada modelo a través del tiempo.

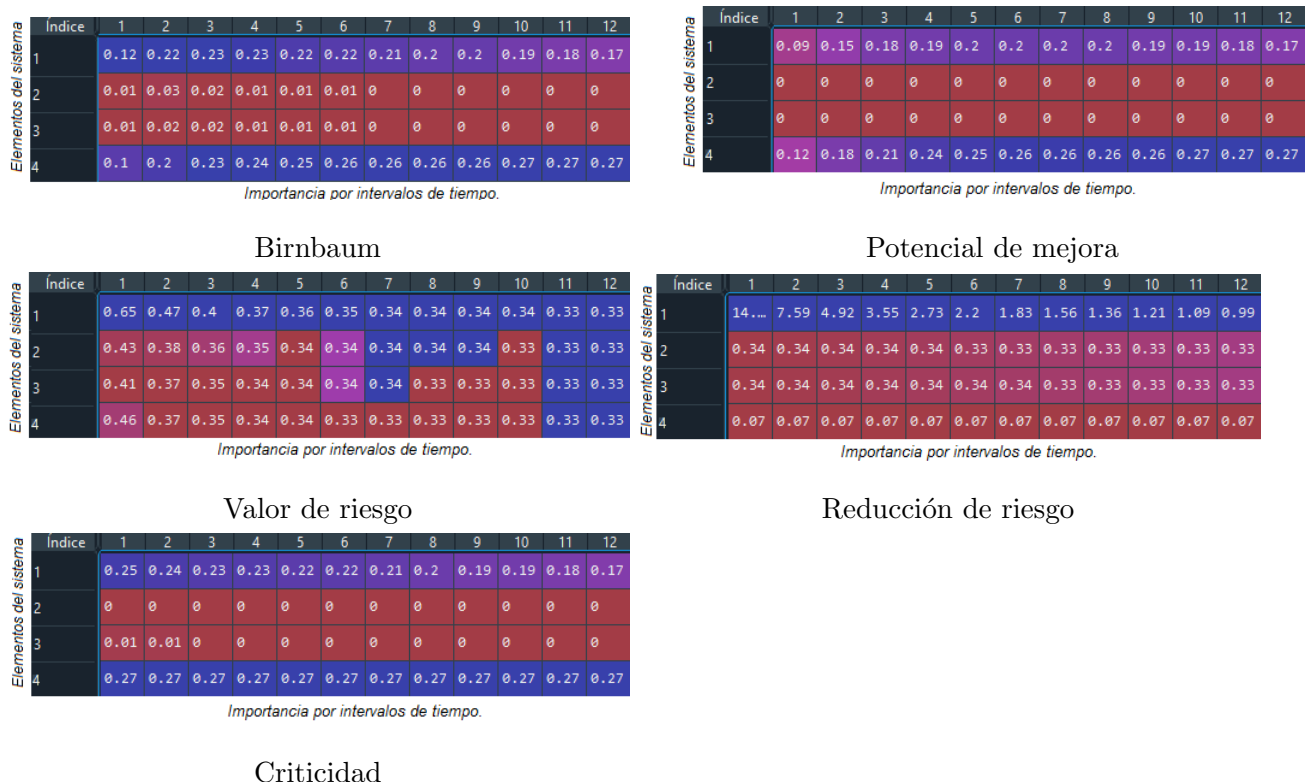


Figura 19.6.: Medidas de importancia acumulada del sistema eléctrico de distribución.

Clasificación de importancia de elementos por intervalos

Intervalo Medida	1-4	5-6	7	8-9	10	11-12
Birnbaum	1	4	4	4	4	4
Potencial de Mejora	4	4	4	4	4	4
Valor de riesgo	1	1	1, 2, 3	1, 2	1	1 – 4
Reducción de riesgo	1	1	1	1	1	1
Criticidad	4	4	4	4	4	4

Tabla 19.2.: Clasificación de importancia de los elementos del sistema de distribución por intervalos de tiempo

La figura 19.6, ilustra la importancia acumulada y generalizada de cada elemento, en ella se logra observar las medidas de importancia empleadas, y como puede variar la importancia según sea el intervalo de tiempo, la tabla 19.2, muestra la clasificación de importancia por intervalos de tiempo. En Birbaum, se logra observar como en los primeros cuatro intervalos de tiempo, el elemento 1 es el elemento mas importante, pero después en el quinto intervalo, el elemento 4 pasa a ser el mas importante, lo cual indica que según sea el instante, se debe realizar mejoras sobre un ítem o sobre otro, también es posible observar como después del intervalo siete los demás elementos no son significativos para la medida. Del potencial de mejora se observa que el elemento a mejorar es el 4, esto con el fin de obtener una mejora en la confiabilidad del sistema y que los elementos 2 y 3, no son considerados como importantes en ningún estado operativo. Para el valor del resigo se observa que hasta el intervalo 6, solo la falla del elemento 1 es considerado como un riesgo para el sistema, pero después de este intervalo, la falla de los elementos 2 y 3 son igual de representativas que las del 1, por tanto son igual de importantes para la reducción de la inconfiabilidad, y finalmente en el último intervalo se observa como el elemento 4 paso a ser igual de importante que el elemento 1. La medida de potencial de mejora indica que en todos los estados operativos el único elemento que reduce la inconfiabilidad del sistema al funcionar es el elemento 1, pese a que este elemento no es el mas inconfiable. Por último, la medida de criticidad indica que el elemento mas crítico para el funcionamiento del sistema es el 4 seguido del elemento 3, pero también ilustra que en los primeros instantes de operación el elemento 3, es considerado como crítico para el correcto funcionamiento del sistema.

Finalmente, para este caso, se puede llegar a las conclusiones que se consignan en la tabla 19.3, donde se muestran tres escenarios (métodos) de análisis: el método estático, o producto de encontrar la confiabilidad del sistema como en las figuras 19.2 y 19.3; el método por bloques de frecuencia y duración empleando cadenas de Markov de [1]; y el método presentado en este trabajo, o clasificación de importancia.

Metodo	Resultado
Estático	En figura 19.3, la importancia recae sobre el elemento 4.
Bloques de frecuencia y duración	La referencia [1], emplea una aproximación derivada de la cadena de Markov homogénea, la importancia recae sobre el elemento 4
Clasificación de importancia (nuestro método)	Sugiere acciones de mantenimiento a mediano, corto y largo plazo según la necesidad del usuario, con el fin de mejorar las acciones de mantenimiento; además, presenta e ilustran la importancia de uno o varios elementos, y no sesga las acciones de mantenimiento sobre un solo elemento, tal y como se observa en los anteriores métodos. La tabla 19.2, sugiere mejorar a corto, mediano y largo plazo los elementos 1 y 4; a mediano plazo sugiere tener en cuenta los elementos 1,2 y 3, según la necesidad que presente el usuario.

Tabla 19.3.: Comparación de métodos, caso 1

## 19.2. Caso 2

En esta sección, para realizar la validación se contratan los resultados contra el documento presentado en [2], el cual realizó un estudio de importancia sobre el sistema de la central hidroeléctrica. Este documento considera diferentes distribuciones para evaluar la confiabilidad de los elementos, lo cual permite realizar un análisis mas realista sobre el sistema, sin embargo, considera los sistemas en redundancia como una unidad total y por ende, no tiene presente el comportamiento individual de cada componente y los cambios de importancia que puede sufrir el sistema a razón de fallas en sus elementos. El análisis de importancia se presenta en la figura 19.7.

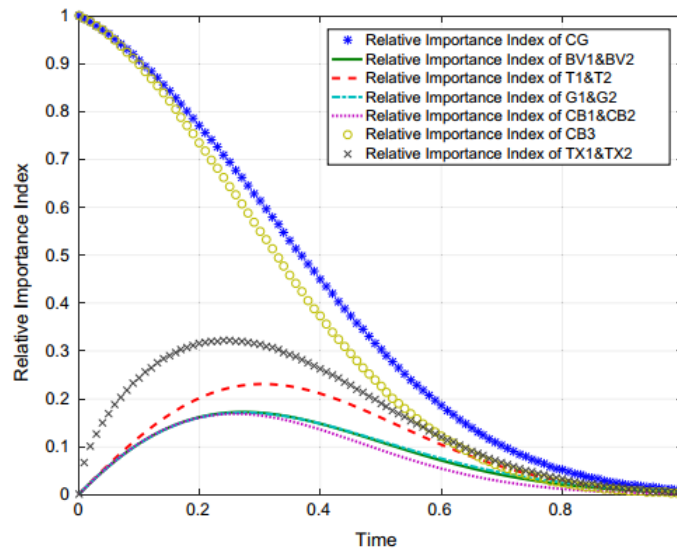


Figura 19.7.: Análisis de importancia del sistema central hidroeléctrica, tomado de [2]

Para aplicar la metodología propuesta a la central hidroeléctrica, su diagrama esquemático se muestra en la figura 18.3 y su diagrama de conexión lógica se observa en la figura 19.8.

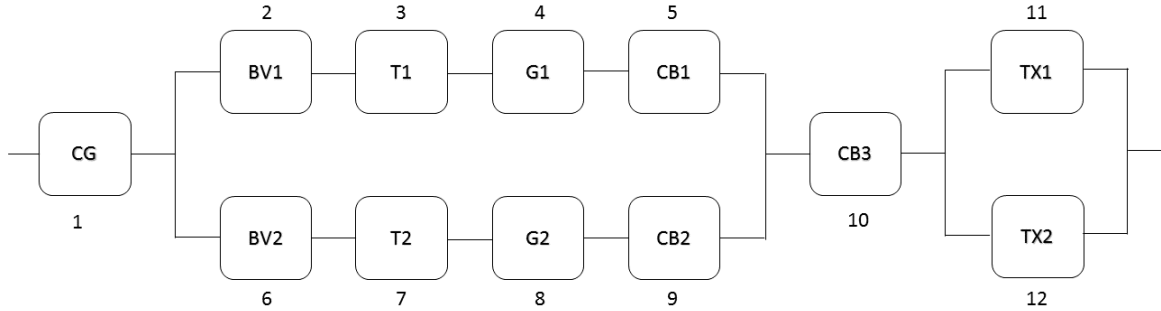


Figura 19.8.: Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica

La caracterización del sistema se basa en los datos presentes en la tabla 18.2. La siguiente etapa del estudio consiste en obtener el modelo de confiabilidad basado en el método RBD; y se obtiene como resultado el siguiente modelo de confiabilidad.

$$R_s = P_1 \cdot P_{10} \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(-P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 + 1) \cdot (-P_6 \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) + 1) \quad (19.2)$$

La figura 19.9 presenta la confiabilidad general, la figura 19.10 ilustra la confiabilidad individual de cada elemento en el sistema y la tabla 19.4 presenta los estados operativos que se pueden presentar. El análisis individual de confiabilidad se basa en la caracterización de cada componente e ilustra el aporte de confiabilidad que entrega cada elemento al sistema. Se evidencia que el elemento 8 es el que menor confiabilidad brinda y, por ende, es quien mayor probabilidad de fallar tiene, en contraste el elemento mas confiable es el 12.

La figura 19.11 muestra el estudio de importancia realizado sobre el sistema inicial. En ella se encuentra que los elementos mas importantes para el sistema son 1 y 10; los elementos que mejoraran la confiabilidad cuando son mejorados son 1 y 10; los elementos que muestran un aumento relativo en la inconfiabilidad cuando fallan, que reducen la inconfiabilidad cuando funcionan y que a su vez son considerados como críticos para el sistema, son los elementos 1 y 10. Esto debido a la configuración que posee el sistema y la ubicación en la cual se encuentran estos elementos.



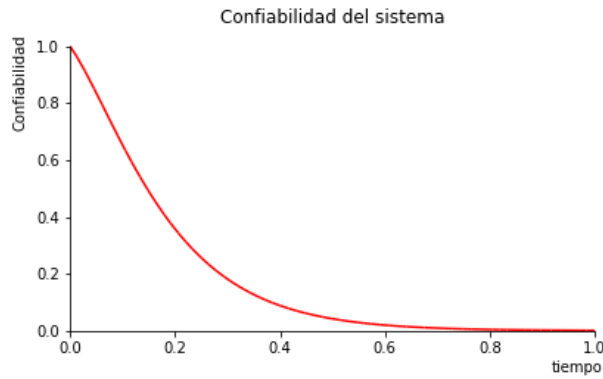


Figura 19.9.: Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica

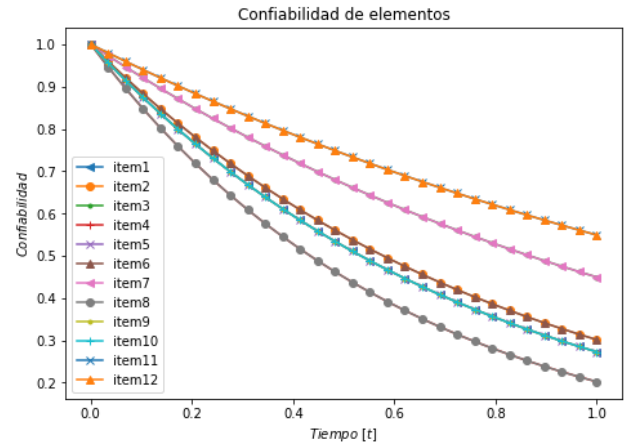
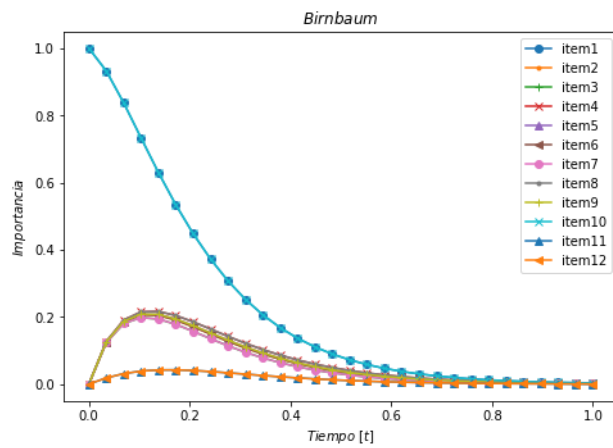


Figura 19.10.: Confiabilidad individual de cada elemento de la central hidroeléctrica

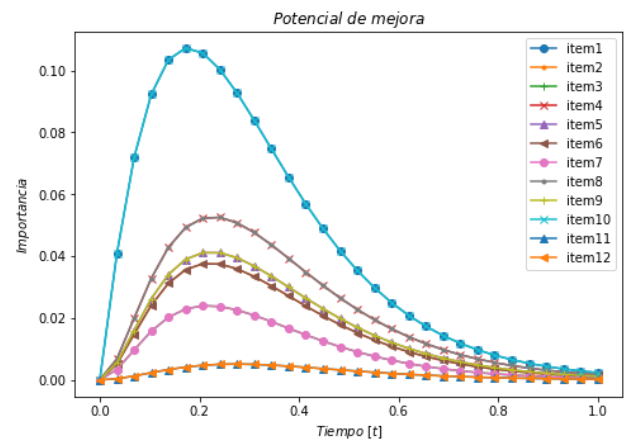
Estados operativos	
Estado	Modelo de confiabilidad
Inicial	$P_1 \cdot P_{10} \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 + 1) \cdot (-P_6 \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) + 1)$
Falla el ítem 1	0
Falla el ítem 2, 3, 4, 5	$P_1 \cdot P_{10} \cdot P_6 \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1)$
Falla el ítem 6, 7, 8, 9	$P_1 \cdot P_{10} \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1)$
Falla el ítem 10	0
Falla el ítem 11	$P_1 \cdot P_{10} \cdot P_{12} \cdot (-(P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 + 1) \cdot (-P_6 \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) + 1)$
Falla el ítem 12	$P_1 \cdot P_{10} \cdot P_{11} \cdot (-(P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 + 1) \cdot (-P_6 \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) + 1)$

Tabla 19.4.: Estados operativos del sistema central hidroeléctrica

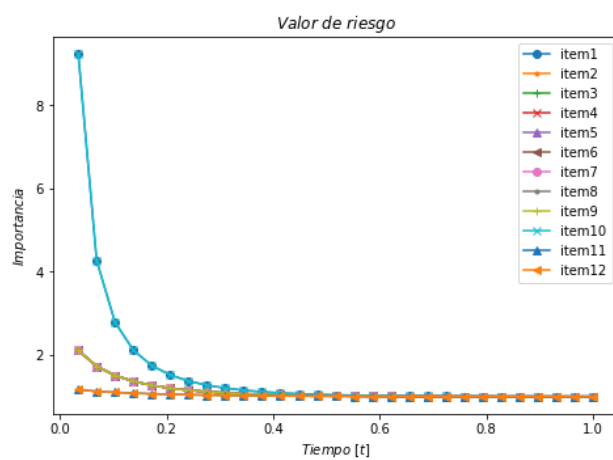
La variación del estado operativo inicial de los componentes indica los posibles estados operativos en los cuales se puede encontrar el sistema y, por ende, reflejan los posibles cambios estructurales que puede llegar a sufrir. La figura 19.12, muestra los cambios de importancia que sufre el sistema cuando falla uno de los ítems mas inconfiables. El suceso a considerar es la falla del elemento 8, cuando se presenta este evento la importancia recae sobre los elementos 3, 4, 5 y 10, donde 4 es ligeramente mas importante que los demás; ahora el elemento 4 es quien presenta una mejora a la confiabilidad del sistema, cuando este es mejorado; la falla de los ítems 5 y 10 genera un aumento relativo en la inconfiabilidad del sistema; el ítem 4 es el elemento que mas reduce la inconfiabilidad, cuando se sabe que es funcional y además, se considera como el elemento mas crítico para el sistema.



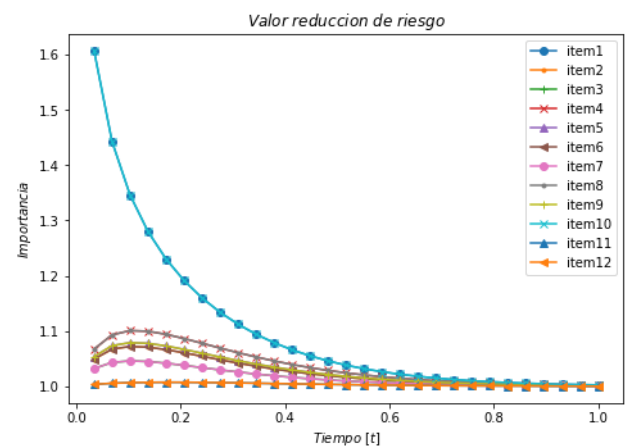
Birnbaum



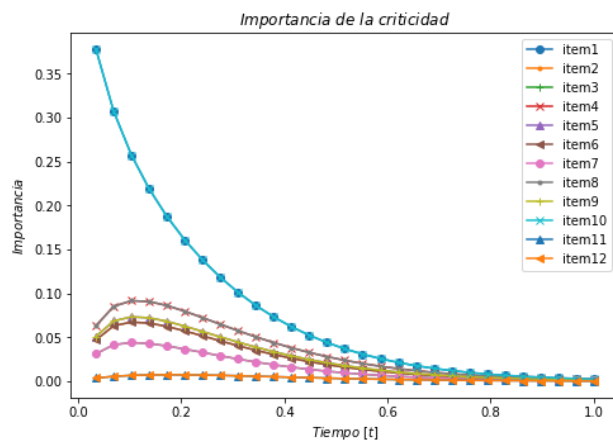
Potencial de mejora



Valor de riesgo

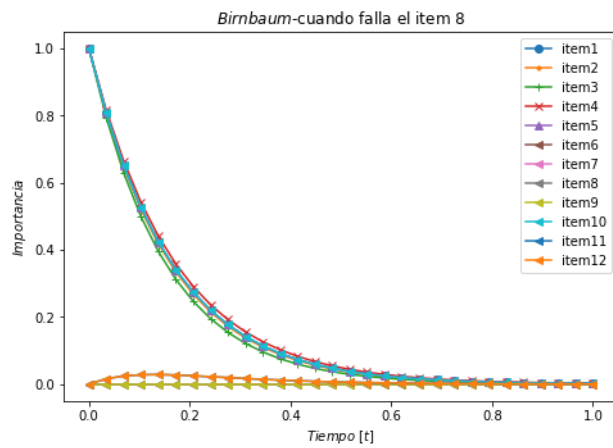


Reducción de riesgo

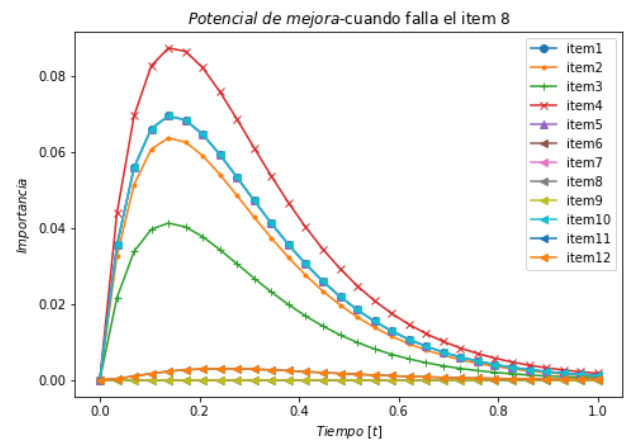


Criticidad

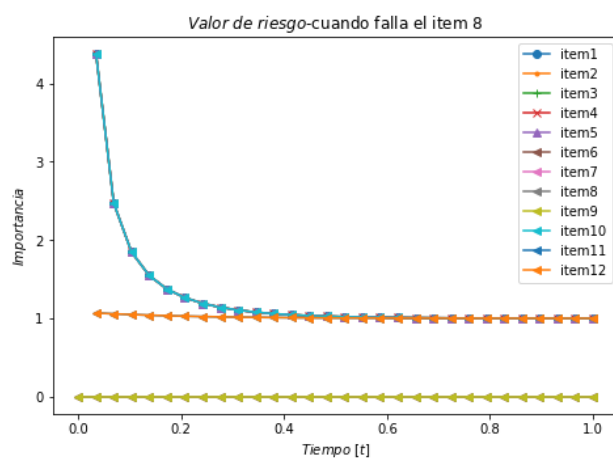
Figura 19.11.: Medidas de importancia de la central hidroeléctrica



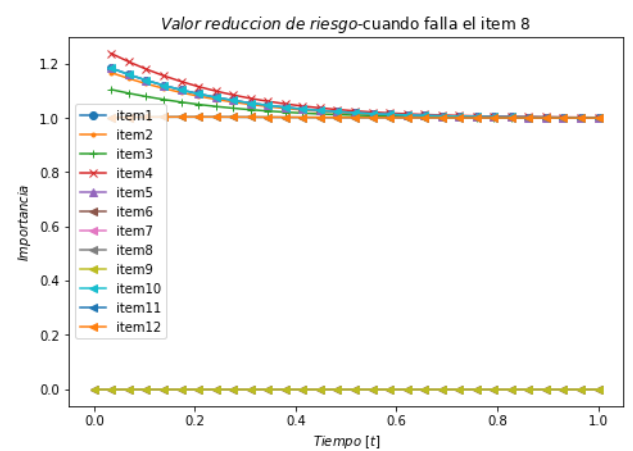
Birnbaum



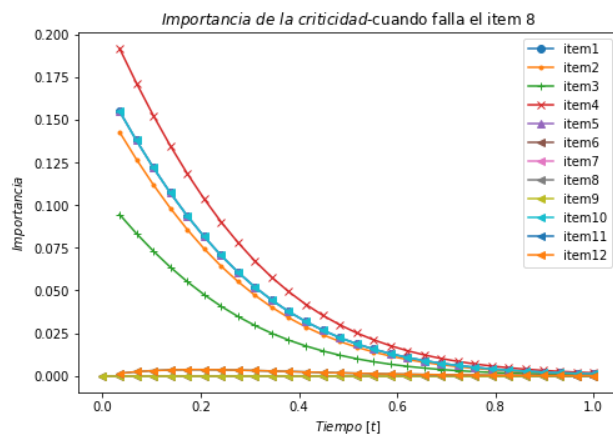
Potencial de mejora



Valor de riesgo



Reducción de riesgo



Criticidad

Figura 19.12.: Medidas de importancia de la central hidroeléctrica cuando falla el ítem 8

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.62	0.28	0.18	0.12	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
2	0.24	0.12	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
3	0.23	0.11	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
4	0.24	0.13	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
5	0.24	0.12	0.08	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
6	0.24	0.12	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
7	0.23	0.11	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
8	0.24	0.13	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
9	0.24	0.12	0.08	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
10	0.62	0.28	0.18	0.12	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
11	0.07	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
12	0.07	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.02	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
2	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
3	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
4	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
5	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
6	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
7	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
8	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
9	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
10	0.02	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

### Birnbaum

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.75	1.21	1.03	0.95	0.91	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87
2	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
3	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
4	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
5	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
6	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
7	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
8	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
9	1.22	1.02	0.94	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
10	1.75	1.21	1.03	0.95	0.91	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87
11	1.02	0.93	0.9	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
12	1.02	0.93	0.9	0.89	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87

Importancia por intervalos de tiempo.

### Potencial de mejora

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0.96	0.93	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87
2	0.91	0.9	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
3	0.9	0.89	0.88	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
4	0.93	0.92	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
5	0.92	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
6	0.91	0.9	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
7	0.9	0.89	0.88	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
8	0.93	0.92	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
9	0.92	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
10	1	0.96	0.93	0.91	0.9	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87
11	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
12	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87

Importancia por intervalos de tiempo.

### Valor de riesgo

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.11	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
2	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
3	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
4	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
5	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
6	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
7	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
8	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
9	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
10	0.11	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
11	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

### Reducción de riesgo

### Criticidad

Figura 19.13.: Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

Clasificación de importancia de elementos por intervalos

Intervalo Medida	1-6	7	8	9	10	11-12
Birnbaum	1, 10	1, 10	1, 10	1, 2, 4 – 6, 8 – 10	1, 10	1 – 12
Potencial de Mejora	1, 10	1, 2, 4 – 6, 8 – 10	1, 4, 8, 10	1, 10	1, 10	–
Valor de riesgo	1, 10	1, 10	1, 10	1 – 12	1 – 12	1 – 12
Reducción de riesgo	1, 10	1, 4, 8, 10	1, 10	1 – 12	1 – 12	1 – 12
Criticidad	1, 10	1, 10	1, 3, 4, 7 – 10	1, 10	1, 10	1, 12

Tabla 19.5.: Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica

La figura 19.13, ilustra la importancia acumulada y generalizada de cada elemento, en ella se logra observar las medidas de importancia empleadas, y cómo en algunos casos puede variar la importancia según sea el intervalo de tiempo. En Birnbaum, se logra observar que la importancia permanece estable durante el tiempo y esto es debido al tipo de configuración del sistema, a las características y a la ubicación en la que se encuentran los elementos 1 y 10. Sin embargo, no es posible afirmar que estos elementos son los mas importantes en el tiempo, tal y como se observa en la figura 19.7, y esto es debido a que en el intervalo de tiempo 9, los elementos 2, 4, 5, 6 y 8 son igual de importantes que los elementos anteriores. En la medida de potencial de mejora se observa que, al igual que en la anterior medida, los elementos 1 y 10 son los elementos que deberían ser mejorados para mejorar la confiabilidad, sin embargo, en el intervalo 7, se obtiene la misma mejora de confiabilidad con los elementos 2, 4, 5, 6, 8 y 9, y en el intervalo 8 solo con los elementos 4 y 8. En la medida de valor de riesgo, se observa que después del intervalo 8, todos los elementos son igual de importantes. En la medida de reducción de riesgo, en cierto instante de tiempo, la importancia recae sobre los elementos mas inconfiables del sistema, cuando estos pasan a ser considerados como críticos. A pesar de que los elementos mas inconfiables son los elementos 4 y 8, se observa que no siempre son los mas importantes, solo en ciertos intervalos de tiempo; esto es debido a las variaciones de importancia y la reducción de confiabilidad que sufre el sistema en el tiempo. Finalmente, para este caso, se puede llegar a las conclusiones que se consignan en la tabla 19.6, donde se muestran tres escenarios (métodos) de análisis: el método estático, o producto de encontrar la confiabilidad del sistema como en las figuras 19.9 y 19.10; el método de análisis de supervivencia empleando clasificación de importancia [2]; y el método presentado en este trabajo, o clasificación de importancia.

Método	Resultado
Estático	En figura 19.10, la importancia recae sobre el elemento 8.
Análisis de supervivencia	El autor recomienda priorizar las acciones de mantenimiento sobre el elemento 1, según los resultados de importancia obtenidos en la figura 19.7.
Clasificación de importancia (nuestro método)	Sugiere acciones de mantenimiento a mediano, corto y largo plazo según la necesidad del usuario, con el fin de mejorar las acciones de mantenimiento; además, presenta e ilustran la importancia de uno o varios elementos, y no sesga las acciones de mantenimiento sobre un solo elemento, tal y como se observa en los anteriores métodos. La tabla 19.5, sugiere mejorar a corto plazo los elementos 1 y 10, a mediano y largo plazo sugiere distribuir los recursos sobre varios elementos, según sea la necesidad que presente el usuario.

Tabla 19.6.: Comparación de métodos, caso 2

### 19.3. Caso 3

Para el tercer caso, se sigue considerando el mismo sistema de la central hidroeléctrica con algunas variaciones, su diagrama esquemático se representa en la figura 18.3 y su diagrama de conexión lógica se observa en la figura 19.14. En este caso, se consideran tasas de falla diferentes para los elementos en redundancia.

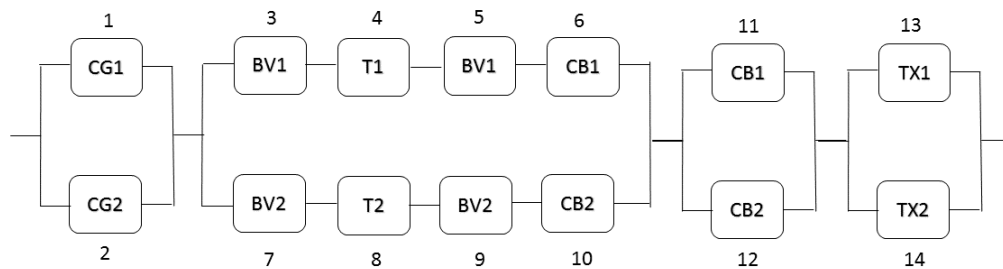


Figura 19.14.: Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

La caracterización del sistema se encuentra basada en los datos presentes en la tabla 18.3. La

siguiente etapa del estudio consiste en obtener el modelo de confiabilidad con base en el método RBD, se emplea el algoritmo 1 para reducir el sistema y obtener el modelo de confiabilidad, con lo cual tiene como resultado el siguiente modelo:

$$R_s = (-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1) \quad (19.3)$$

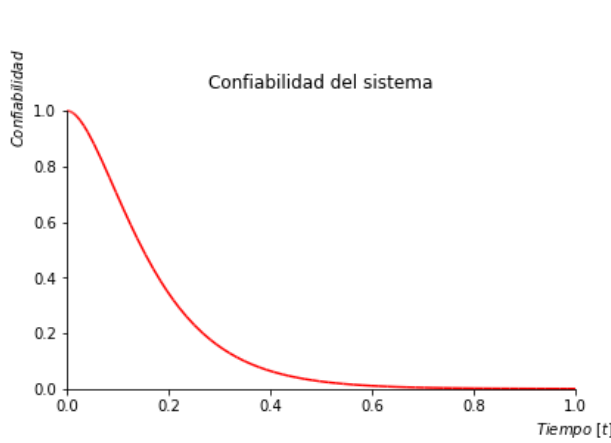


Figura 19.15.: Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica con diferentes tasas de falla en redundancia

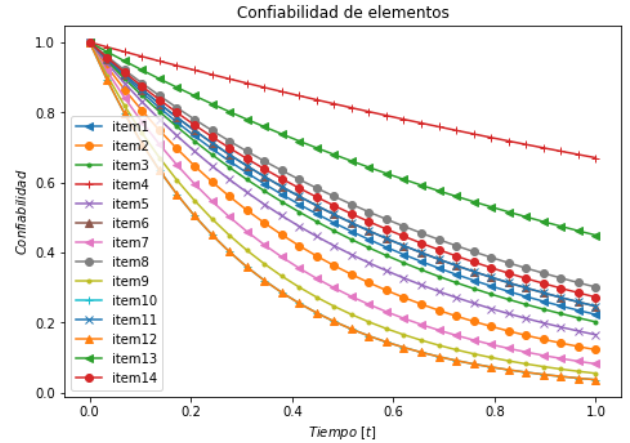


Figura 19.16.: Confiabilidad individual de la central hidroeléctrica con diferentes tasas de falla en redundancia

La figura 19.15 presenta la confiabilidad general, la figura 19.16 ilustra la confiabilidad de cada elemento en el sistema y la tabla 19.7 muestra los estados operativos que puede presentar el sistema. El análisis individual de confiabilidad se basa en la caracterización de cada componente e ilustra el aporte de confiabilidad que entrega cada uno al sistema. En este caso se evidencia que los elementos 9 y 12 son lo que menor confiabilidad brindan y, por ende, son quienes mayor probabilidad de fallar tienen; en contraste los elementos mas confiables son el 4 y el 13.

La figura 19.17 muestra el estudio de importancia realizado sobre el sistema. Se encuentra que el elemento mas importante para el sistema es el 5, seguido por 3 y 6; el elemento que mejora la confiabilidad cuando es mejorado es 3; los elementos que muestran un aumento relativo en la inconfiabilidad del sistema cuando fallan son 4, 5 y 6; los elementos que reducen la inconfiabilidad del sistemas cuando funcionan y que son considerados como críticos para la operación son 5, 3 y por algún instante de tiempo el elemento 10. Todo lo anteriores se debe a la configuración que posee el sistema y la ubicación en la cual se encuentran los elementos.

La variación del estado operativo de los componentes, indica los posibles estados operativos en los cuales se puede encontrar el sistema y, por ende, reflejan los posibles cambios estructurales que puede llegar a sufrir. La figura 19.18 muestra los cambios de importancia que sufre el sistema

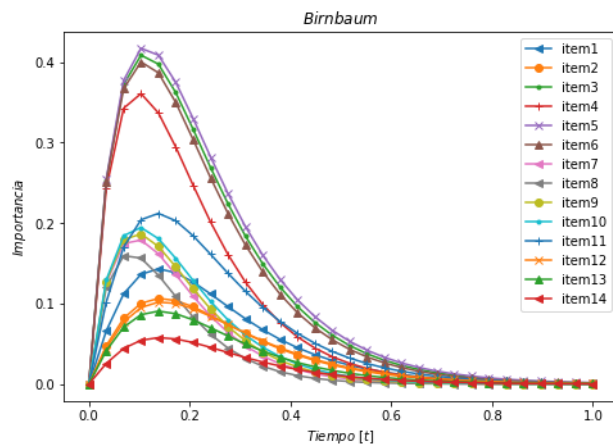
**Estados operativos**

<b>Estado</b>	<b>Modelo de confiabilidad</b>
Inicial	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 1	$P_2 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 2	$P_1 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 3, 4, 5, 6	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9)$
Falla el ítem 7, 8, 9, 10	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6)$
Falla el ítem 11	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot P_{12} \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 12	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot P_{11} \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 13	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot P_{14} \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 14	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot P_{13} \cdot (-(-P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$

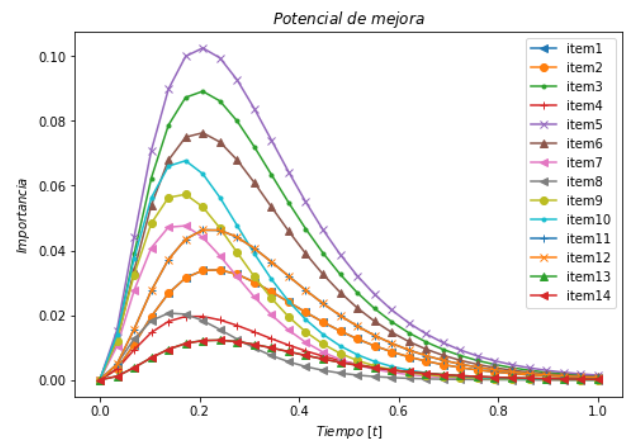
Tabla 19.7.: Estados operativos del sistema central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

cuando fallan uno de los ítems mas inconfiables. El suceso a considerar es la falla del elemento 12, cuando se presenta este evento toda la importancia recae sobre el elementos 11, dejando a un lado los elementos 5 y 6. En la medida de potencial de mejora, el elemento 11 pasa a ser mas importante pero luego vuelve a ser de nuevo el elemento 5. El cambio en la estructura del sistema hace que el elemento 11 pasa a ser crítico para su funcionamiento, y por ende las medidas de importancia reflejan los cambios ocurridos.

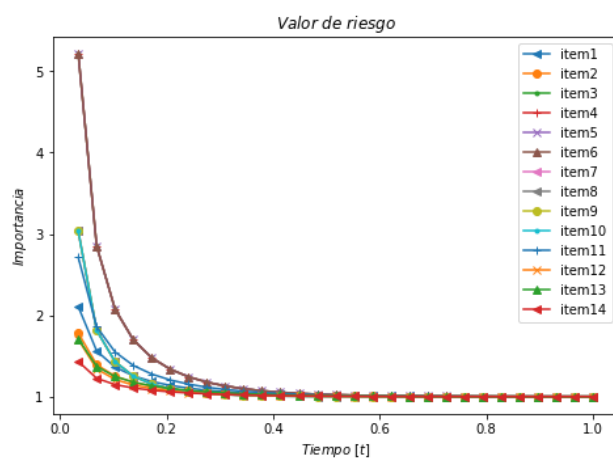




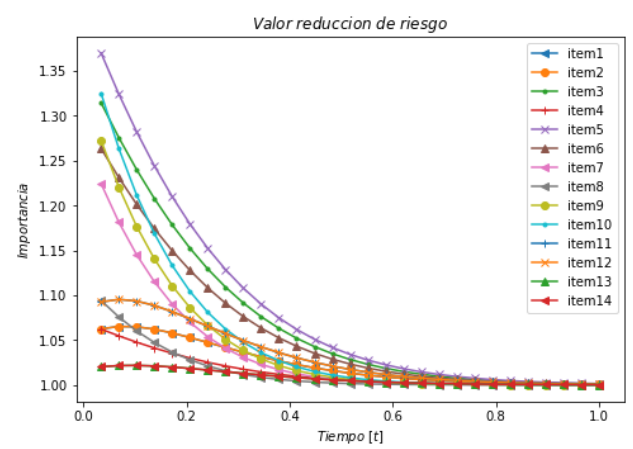
Birnbaum



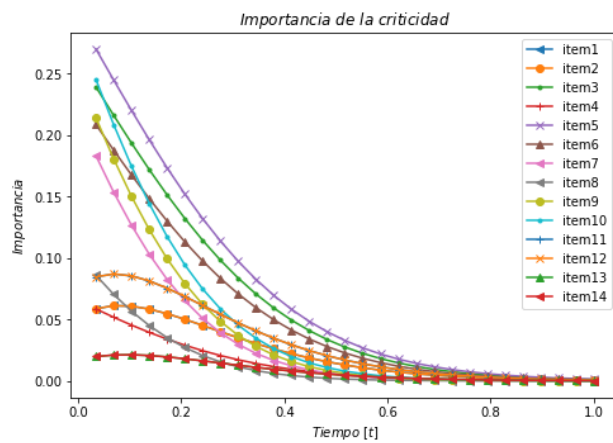
Potencial de mejora



Valor de riesgo

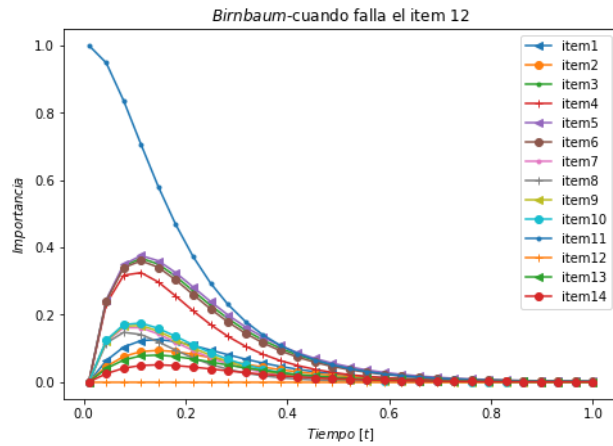


Reducción de riesgo

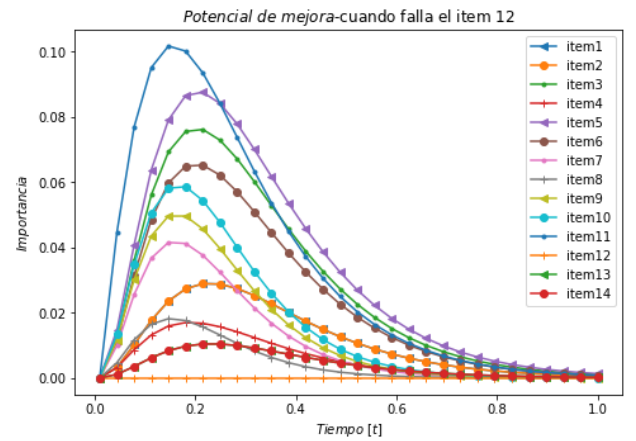


Criticidad

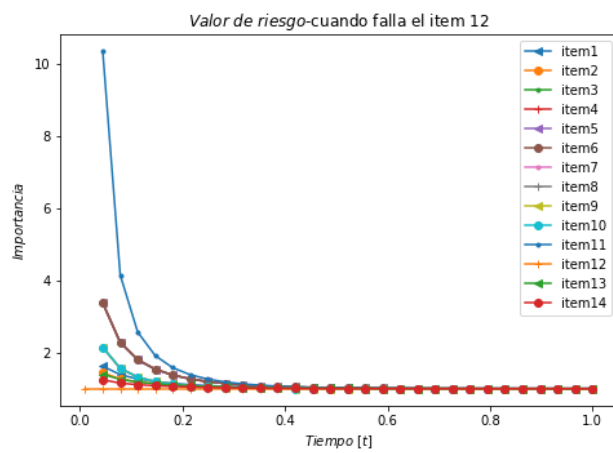
Figura 19.17.: Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas



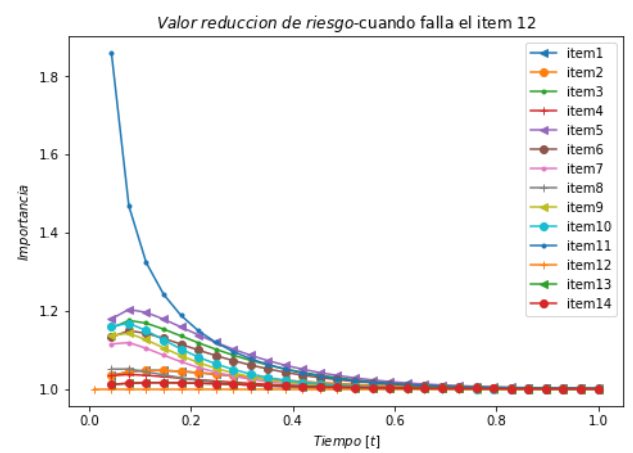
Birnbaum



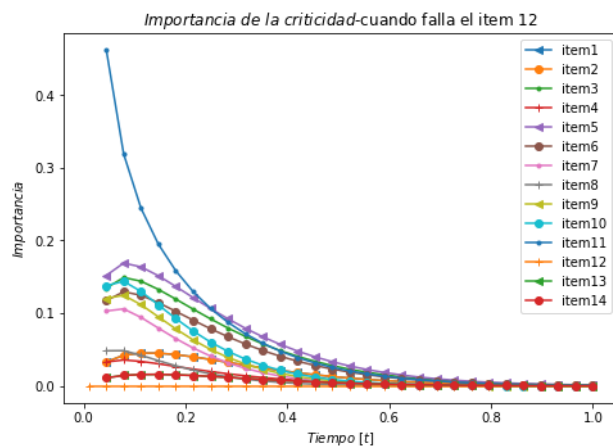
Potencial de mejora



Valor de riesgo



Reducción de riesgo



Criticidad

Figura 19.18.: Medidas de importancia cuando falla el ítem 12 de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.1	0.11	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
2	0.09	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
3	0.31	0.25	0.17	0.11	0.07	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
4	0.3	0.2	0.13	0.08	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
5	0.32	0.26	0.18	0.12	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
6	0.31	0.24	0.16	0.1	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0
7	0.25	0.11	0.06	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0
8	0.24	0.09	0.04	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
9	0.25	0.12	0.07	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.25	0.13	0.07	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0
11	0.12	0.15	0.11	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
12	0.09	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
13	0.08	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0
14	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0
2	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0
3	0.02	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
4	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
5	0.02	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
6	0.02	0.05	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
7	0.02	0.04	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
8	0.01	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0.02	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.03	0.05	0.04	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
11	0.01	0.03	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
12	0.01	0.04	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
13	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

### Birnbaum

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.29	1.13	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1
2	1.22	1.1	1.05	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
3	1.75	1.31	1.15	1.08	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
4	1.75	1.31	1.15	1.08	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
5	1.75	1.31	1.15	1.08	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
6	1.75	1.31	1.15	1.08	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
7	1.32	1.1	1.04	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
8	1.32	1.1	1.04	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
9	1.32	1.1	1.04	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
10	1.32	1.1	1.04	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
11	1.39	1.18	1.09	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1
12	1.18	1.08	1.04	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
13	1.25	1.11	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1
14	1.19	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1

Importancia por intervalos de tiempo.

### Potencial de mejora

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.05	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1
2	1.06	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1
3	1.15	1.11	1.08	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1
4	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
5	1.17	1.13	1.09	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1
6	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
7	1.09	1.06	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
8	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1.11	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
10	1.13	1.08	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1
11	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1
12	1.09	1.06	1.05	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
13	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
14	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1

Importancia por intervalos de tiempo.

### Valor de riesgo

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0
2	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0
3	0.12	0.09	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
4	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
5	0.14	0.11	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
6	0.1	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
7	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
8	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0.1	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.11	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0
11	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
12	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
13	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
14	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

### Reducción de riesgo

### Criticidad

Figura 19.19.: Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

La figura 19.19 ilustra la importancia acumulada y generalizada de cada elemento, en ella se logra observar las medidas de importancia empleadas, y cómo en algunos casos puede variar la importancia según sea el intervalo de tiempo. En Birbaum, se observa que la importancia permanece estable, sin embargo, existen momentos donde el elemento mas importante es el elemento 5, y en algunos instantes son los elementos 3 y 5; en el intervalo 9, se considera a el elemento 11 como importante también. En el potencial de mejora, se observa que el elemento mas importante inicialmente es el 10, pero después de dos intervalos de tiempo, recae la importancia sobre el elemento 5 y finalmente al finalizar el ciclo de vida del sistema, recae sobre los elementos 3, 5, 6, 11 y 12.

La medida de valor de riesgo indica que los elementos de la fila superior del segundo subsistema son considerados como necesarios para que el sistema opere de forma correcta, pero en los intervalos 6 y 7, el elemento 11 pasa a ser igual de importante. Finalmente, en el valor de reducción del riesgo y en la criticidad de componentes, se considera que los elementos que reducen la confiabilidad del sistema, y que son considerados como críticos, son los elementos 3 y 5, los demás son considerados como no críticos para la operación.

Para este caso, se puede llegar a las conclusiones que se consignan en la tabla 19.9, donde se muestran dos escenarios (métodos) de análisis: el método estático, o producto de encontrar la confiabilidad del sistema como en las figuras 19.15 y 19.16; y el método presentado en este trabajo, o clasificación de importancia.

Clasificación de importancia de elementos por intervalos									
Intervalo Medida	1	2-4	5	6	7	8	9	10	11,12
Birbaum	5	5	3, 5	5	3, 5	3, 5	3, 5, 6, 11	3, 5	—
Potencial de Mejora	10	5	5	5	5	3, 5, 6, 11, 12	3, 5	—	—
Valor de riesgo	3 – 6	3 – 6	3 – 6	3 – 6, 11	1, 3 – 6, 11, 13	3 – 6,	—	—	1 – 14
Reducción de riesgo	5	5	3, 5	5	3, 5	3, 5, 6, 11, 12	3, 5	—	—
Criticidad	5	5	5	5	5	3, 5, 6, 11, 12	3, 5	—	—

Tabla 19.8.: Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica con diferente tasa de fallas

Método	Resultado
Estático	En figura 19.16, la importancia recae sobre el elemento 12.
Clasificación de importancia (nuestro método)	Sugiere acciones de mantenimiento a mediano, corto y largo plazo según la necesidad del usuario, con el fin de mejorar las acciones de mantenimiento; además, presenta e ilustran la importancia de uno o varios elementos, y no sesga las acciones de mantenimiento sobre un solo elemento, tal y como se observa en los anteriores métodos. La tabla 19.8, sugiere mejorar a corto plazo los elementos 3, 5, 6 y 10, a mediano y largo plazo sugiere distribuir los recursos sobre varios elementos, según sea la necesidad que presente el usuario.

Tabla 19.9.: Comparación de métodos caso 3

## 19.4. Caso 4

Para el cuarto caso se sigue considerando el mismo sistema de la central hidroeléctrica con algunas variaciones, su diagrama esquemático se representa en la figura 18.3 y su diagrama de conexión lógica se observa en la figura 19.20.

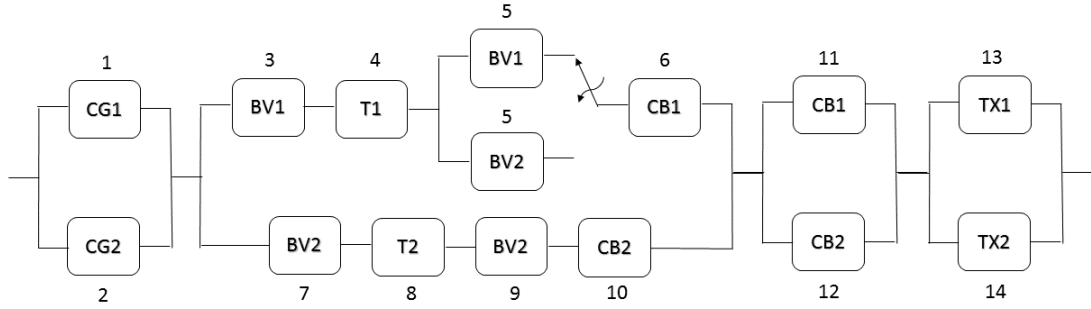


Figura 19.20.: Conexión lógica del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

La caracterización del sistema se encuentra basada en los datos presentes en la tabla 18.3. La siguiente etapa del estudio consiste en obtener el modelo de confiabilidad con base en el método RBD, para este caso se considera los elementos en stand-by como una sola unidad, se emplea el algoritmo 1 para reducir el sistema y obtener el modelo de confiabilidad, con lo cual se logra como resultado el siguiente modelo:

$$R_s = (-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$$

La figura 19.21 presenta la confiabilidad general, la figura 19.22 muestra la confiabilidad individual de cada elemento en el sistema y la tabla 19.10 presenta los estados operativos que puede presentar el sistema. El análisis individual de confiabilidad se basa en la caracterización de cada componente e ilustra el aporte de confiabilidad que entrega cada elemento al sistema. En este caso se evidencia que la modificación realizada al elemento 5, incrementa su confiabilidad y en los primeros instantes de tiempo es el elemento que mas confiabilidad inyecta al sistema, seguido por los elementos 4 y 13, por otro lado el elemento 10 y 14 son los que menor confiabilidad brindan y poseen mayor probabilidad de fallar.

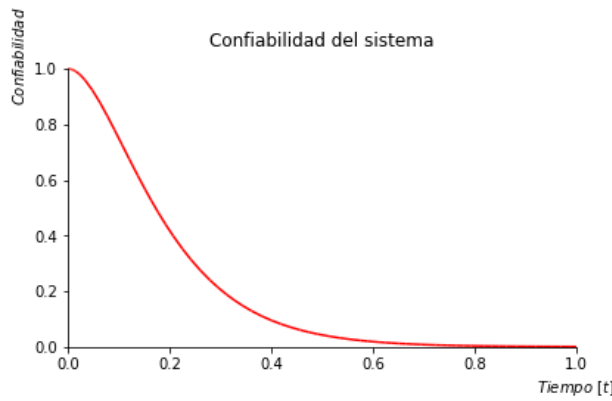


Figura 19.21.: Confiabilidad del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

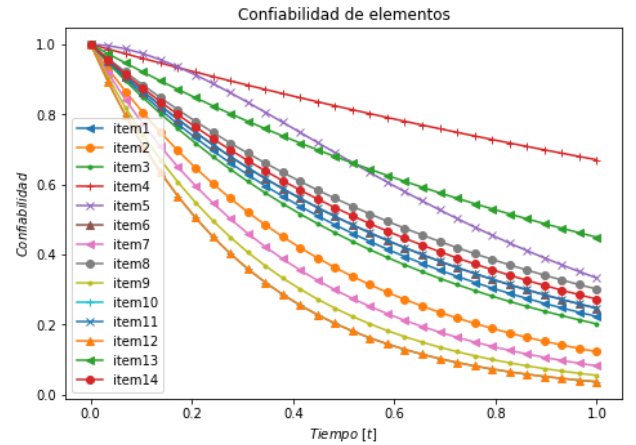
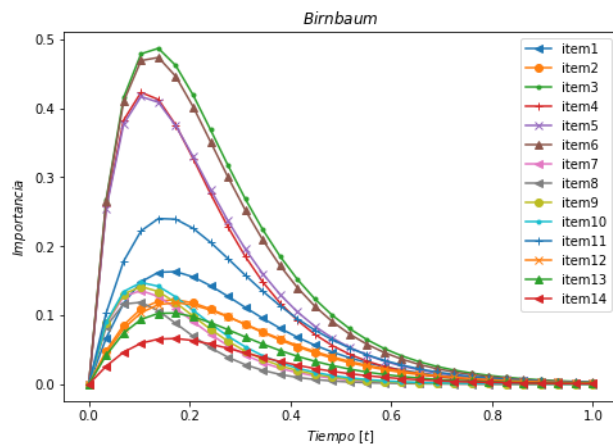


Figura 19.22.: Confiabilidad individual de cada elemento de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

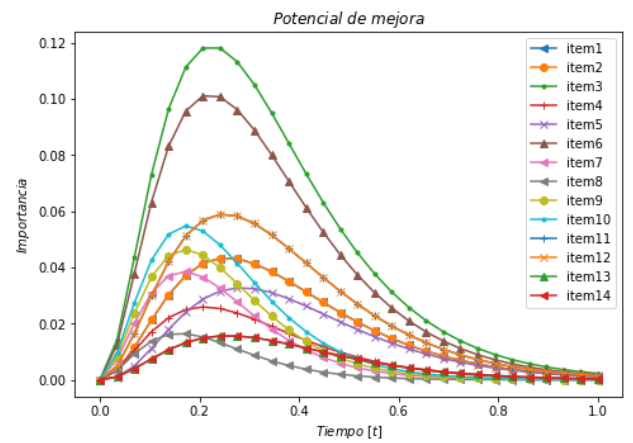
Estados operativos	
Estado	Modelo de confiabilidad
Inicial	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 1	$P_2 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 2	$P_1 \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 3, 4, 5, 6	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9)$
Falla el ítem 7, 8, 9, 10	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6)$
Falla el ítem 11	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot P_{12} \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 12	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot P_{11} \cdot (-(1 - P_{13}) \cdot (1 - P_{14}) + 1) \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 13	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot P_{14} \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$
Falla el ítem 14	$(-(1 - P_1) \cdot (1 - P_2) + 1) \cdot (-(1 - P_{11}) \cdot (1 - P_{12}) + 1) \cdot P_{13} \cdot (-(P_{10} \cdot P_7 \cdot P_8 \cdot P_9 + 1) \cdot (-P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 + 1) + 1)$

Tabla 19.10.: Estados operativos del sistema central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

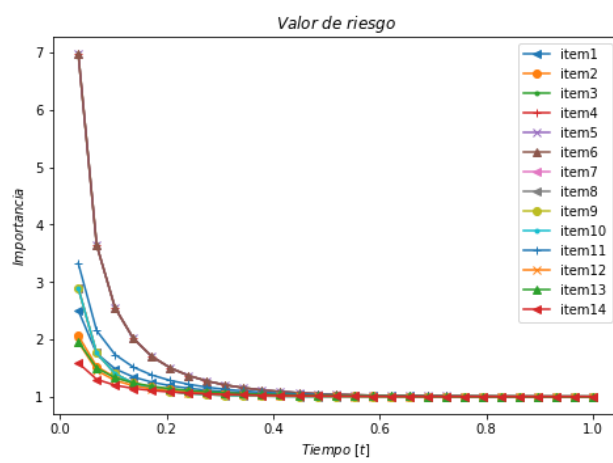
La figura 19.23 muestra el estudio de importancia realizado sobre el sistema. Se encuentra que el elemento mas importante para el sistema es 3, seguido por 6; el elementos que mejorara la confiabilidad del sistema cuando es mejorado es 3; los elementos que muestran un aumento relativo en la inconfiabilidad del sistema cuando fallan son 4, 5 y 6; los elementos que reducen la inconfiabilidad del sistemas cuando funcionan y que son considerados como críticos para la operación son 3 y 6. Esto debido a la configuración que posee el sistema y la ubicación en la cual se encuentran los



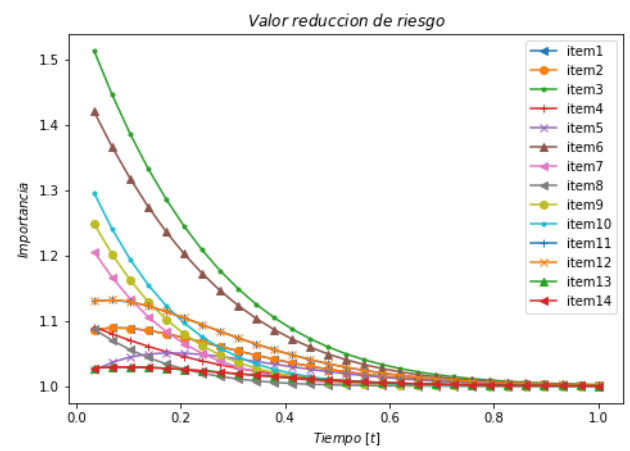
Birnbaum



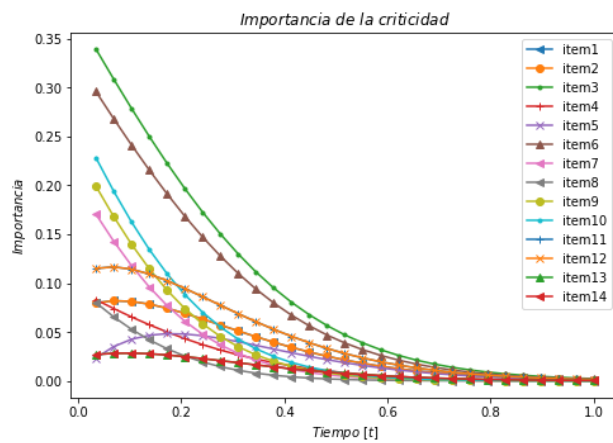
Potencial de mejora



Valor de riesgo



Reducción de riesgo



Criticidad

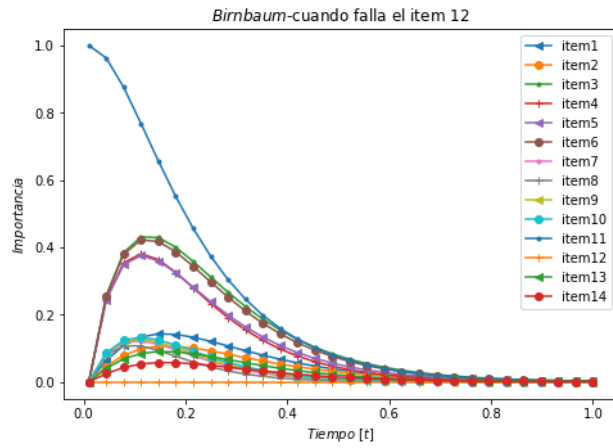
Figura 19.23.: Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

elementos.

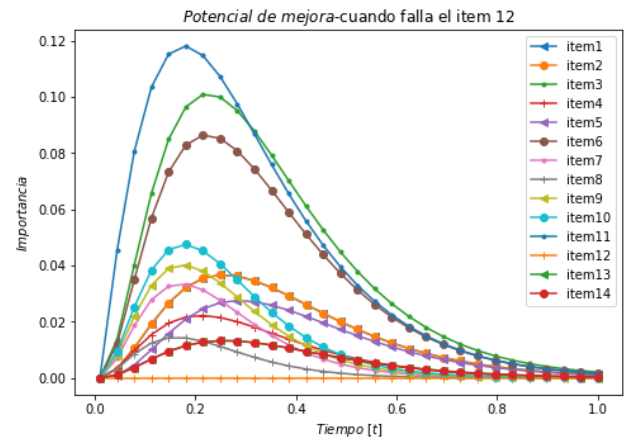
La variación del estado operativo de los componentes indica los posibles estados operativos en los cuales se puede encontrar el sistema y refleja los posibles cambios estructurales que puede llegar a sufrir. La figura 19.24 muestra los cambios de importancia que sufre el sistema cuando fallan uno de los ítems mas inconfiables. El suceso a considerar es la falla del elemento 12, cuando se presenta este evento toda la importancia recae sobre el elemento 3, y esto es debido al cambio que sufrió la estructura del sistema al modificar el elemento 5; en el intervalo 10, la importancia recae también en los elementos 1, 6 11 y 12. El potencial de mejora indica que en un inicio los elementos 3, 6, 7, 9, y 10 brindan el mismo aumento de confiabilidad al sistema, por otro lado los elementos 5, 13 y 14, no brindan ningún aporte a la mejora de confiabilidad y en el intervalo 7, el elementos 12 pasa a ser nuevamente importante.

Dejando a un lado los elementos 3, 4 y 6. El cambio en la estructura del sistema hace que el elemento 11 pasa a ser crítico para el funcionamiento y las medidas de importancia reflejan estos cambios ocurridos.

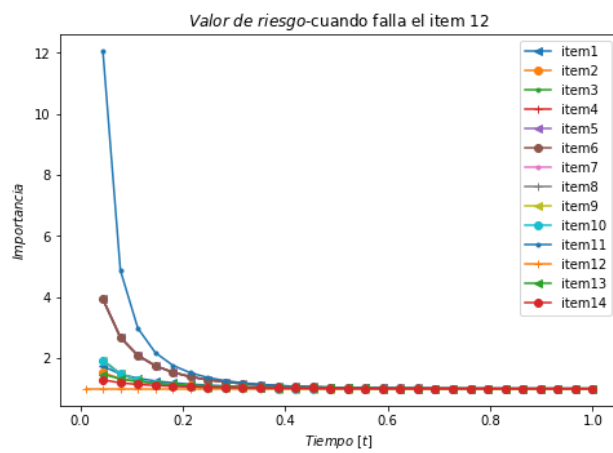




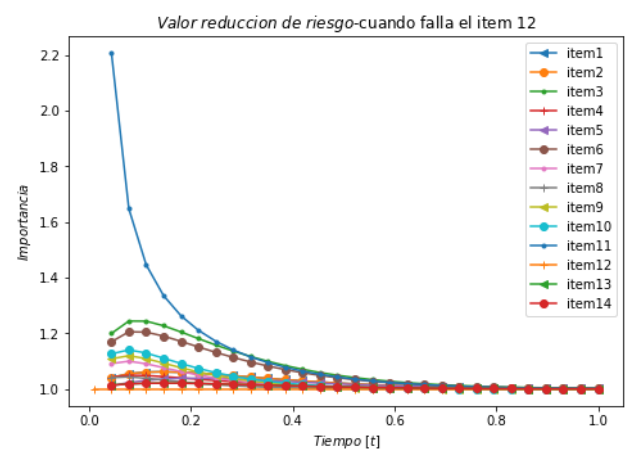
Birnbaum



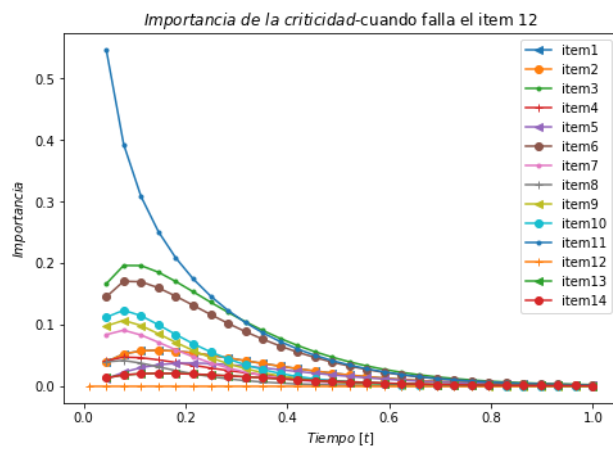
Potencial de mejora



Valor de riesgo



Reducción de riesgo



Criticidad

Figura 19.24.: Medidas de importancia de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by, cuando falla el ítem 12

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.1	0.13	0.1	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0
2	0.09	0.1	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0
3	0.33	0.32	0.23	0.16	0.11	0.07	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0
4	0.32	0.26	0.18	0.11	0.07	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0
5	0.32	0.26	0.18	0.12	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
6	0.33	0.31	0.22	0.15	0.1	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0.01	0
7	0.24	0.1	0.06	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
8	0.23	0.08	0.04	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
9	0.24	0.11	0.06	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.24	0.12	0.07	0.04	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0
11	0.13	0.17	0.14	0.1	0.07	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
12	0.09	0.1	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0
13	0.09	0.09	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
14	0.08	0.07	0.05	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.01	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
2	0.01	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
3	0.02	0.08	0.08	0.06	0.05	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0
4	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
5	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
6	0.02	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0
7	0.02	0.03	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
8	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0.02	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.02	0.05	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
11	0.01	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
12	0.01	0.05	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
13	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
14	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

## Birnbaum

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.37	1.17	1.09	1.05	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
2	1.28	1.13	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1
3	2.06	1.44	1.22	1.12	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1
4	2.06	1.44	1.22	1.12	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1
5	2.06	1.44	1.22	1.12	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1
6	2.06	1.44	1.22	1.12	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1	1
7	1.3	1.1	1.04	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
8	1.3	1.1	1.04	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
9	1.3	1.1	1.04	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
10	1.3	1.1	1.04	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1
11	1.5	1.24	1.13	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1
12	1.23	1.1	1.05	1.03	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
13	1.33	1.14	1.08	1.04	1.03	1.01	1.01	1	1	1	1	1
14	1.24	1.1	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1

Importancia por intervalos de tiempo.

## Potencial de mejora

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1
2	1.08	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1
3	1.23	1.17	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1	1
4	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1
6	1.19	1.14	1.1	1.07	1.05	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1
7	1.09	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1	1
8	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1.1	1.07	1.04	1.02	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
10	1.12	1.08	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1	1	1	1	1
11	1.09	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1
12	1.12	1.09	1.07	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01	1.01	1	1	1
13	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1
14	1.04	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1	1	1	1	1	1

Importancia por intervalos de tiempo.

## Valor de riesgo

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
2	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0
3	0.17	0.14	0.1	0.08	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0
4	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
5	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
6	0.15	0.12	0.09	0.06	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0
7	0.08	0.05	0.03	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0	0
8	0.03	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0.09	0.06	0.04	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
10	0.1	0.07	0.04	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
11	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
12	0.08	0.07	0.06	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
13	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
14	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0

Importancia por intervalos de tiempo.

## Criticidad

## Reducción de riesgo

Figura 19.25.: Medidas de importancia acumulada de la central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

La figura 19.25 ilustra la importancia acumulada y generalizada de cada elemento, en ella se observan las medidas de importancia empleadas, y cómo en algunos casos puede variar la importancia según sea el intervalo de tiempo. En Birbaum, se observa que la importancia en un inicio recae sobre el elemento 3 y en ciertos intervalos sobre 5, pese a que el elemento 5 fue mejorado; finalmente los elementos 1, 4, 10 y 11 se convierten en elementos sumamente importantes para la operación. En la medida de potencial de mejora, se observa que los primeros instantes la importancia de mejora de componentes se debe realizar sobre los componentes 3, 6, 7, 9 y 10. En los últimos intervalos del estudio la importancia de mejora recae sobre el elemento 12, el cual es uno de los componentes mas inconfiables que posee el sistema. La medida de valor de riesgo indica que los elementos de la fila superior del segundo subsistema son considerados como necesarios para que el sistema opere de forma correcta, pero en el intervalos 8, el elemento 11 pasa a ser igual de importante. Finalmente en el valor de reducción del riesgo y en la criticidad de componentes, se considera que los elementos que reducen la inconfiabilidad, y que son considerados como críticos, son los elementos 3 y 5; sin embargo, en 9, los elementos 1, 2 y 11 pasan a ser igual de importantes.

Finalmente, para este caso, se puede llegar a las conclusiones que se consignan en la tabla 19.12, donde se muestran dos escenarios (métodos) de análisis: el método estático, o producto de encontrar la confiabilidad del sistema como en las figuras 19.21 y 19.22; y el método presentado en este trabajo, o clasificación de importancia.

Clasificación de importancia de elementos por intervalos										
Intervalo Medida	1	2-4	5	6	7	8	9	10	11	12
Birnbaum	3, 6	3	3	3	3, 6	3	3	1, 3, 5, 6, 11, 12	3, 6	—
Potencial de Mejora	3, 6, 7, 9, 10	3	3	3, 6, 12	3	1 – 3, 6, 11, 12	3, 6	—	—	—
Valor de riesgo	3 – 6	3 – 6	3 – 6	3 – 6	3 – 6	1, 3 – 6, 11	3 – 6	—	—	—
Reducción de riesgo	3	3	3	3	3	3	1 – 3, 6, 11, 12	3, 6	—	—
Criticidad	3	3	3, 6	3	3	3	1 – 3, 6, 11, 12	3, 6	—	—

Tabla 19.11.: Clasificación de importancia de los elementos del sistema de central hidroeléctrica con redundancia en stand-by

<b>Método</b>	<b>Resultado</b>
Estático	En figura 19.22, la importancia recae sobre el elemento 12.
Clasificación de importancia (nuestro método)	Sugiere acciones de mantenimiento a mediano, corto y largo plazo según la necesidad del usuario, con el fin de mejorar las acciones de mantenimiento; además, presenta e ilustran la importancia de uno o varios elementos, y no sesga las acciones de mantenimiento sobre un solo elemento, tal y como se observa en el anterior método. Se emplea en este análisis un subsistema conectado en conexión en espera, la tabla 19.11, muestro los cambios de confiabilidad que sufre el sistema con respecto a la tabla 19.8. En este análisis se sugiere mejorar a corto plazo los elementos 3, 5, 6, 9 y 10, a mediano y largo plazo sugiere distribuir los recursos sobre varios elementos, según sea la necesidad que presente el usuario.

Tabla 19.12.: Comparación de métodos, caso 4

## **Parte V.**

# **Conclusiones y recomendaciones**

## 20. Conclusiones

En este documento se ha presentado una metodología que permite analizar la confiabilidad de un sistema en función de sus componentes. La metodología se basa en el análisis probabilístico de la confiabilidad, que permite establecer una relación estructural directa entre el sistema, sus elementos y la evolución estructural en el tiempo. En el enfoque propuesto, el modelo del sistema se evalúa una vez, y con base en este, es posible determinar los cambios estructurales, de confiabilidad e importancia que puede llegar a sufrir el sistema a causa de fallas en sus componentes, lo que representa una ventaja computacional significativa. Además, se tiene en cuenta la arquitectura en espera, para tener una representación ajustada a la realidad, del comportamiento de los sistemas. La generación del método presentado es algorítmico y por ende no presenta sesgos en el cálculo de confiabilidad. La generación del modelo de confiabilidad está guiado por restricciones estructurales completamente integradas, que se encargan de generar una correcta conexión de los bloques, manteniendo todos los atributos y características del modelo inicial, de tal forma que pueda generar una correcta expresión que describe la confiabilidad del sistema en función de la dinámica que presentan sus elementos.

El método propuesto, con base en áreas de importancia, permite contextualizar y sintetizar en una sola medida los cambios de importancia que puede sufrir el sistema en su operación continua. Lo cual, a su vez, permite identificar la criticidad de un componente en un intervalo de tiempo específico; de esta forma las acciones de mantenimiento se realizan según sea el instante de tiempo en el cual se encuentra el sistema o según la necesidad del usuario. Las medidas de importancia permiten generar acciones de mantenimiento, según sea la filosofía empleada, y con una asignación óptima de recursos para inspección, mantenimiento y reparación.

Se logra observar desde los resultados, la necesidad de considerar la dinámica de un sistema en estudio, esto debido a las variaciones que puede sufrir a causa de cambios en la configuración inicial, el deterioro y a fallos de elementos que pueden generar cambios de confiabilidad, estructura e importancia. Se encuentra que dentro de un análisis temporal, los elementos que inicialmente eran irrelevantes o presentaban una leve importancia pasan a ser importante para el sistema después de ocurrir una falla en algún otro componente. De forma contraria, se encuentra que elementos importantes dejan de serlo a causa de fallas en otros componentes. Por ende, el evaluar la dinámica que puede presentar el sistema puede ayudar a prevenir fallas futuras, mejorar la toma de decisiones y mejorar los índices de confiabilidad, calidad y disponibilidad de un sistema.

## 21. Trabajos futuros

Se plantea implementar otro tipo de medidas de importancia con base en enfoques económicos, que permitan expresar la importancia de los elementos en términos de costos de interrupción y no exclusivamente en función de aporte a la confiabilidad.

Con respecto a la generación del modelo de confiabilidad, se puede pensar en otros métodos que puedan generar el modelo de del sistema y considerar la reparación de los elementos. Estos modelos normalmente tienen presente filosofías predictivas de operación o de análisis de vida útil remanente.

## 22. Trabajos derivados

Como productos derivados del presente proyecto de grado, se presentan las siguientes ponencias en congresos internacionales:

- 1) Felipe Salguero, Mauricio Holguín, Germán Holguín. Metodología de análisis, asignación de importancia y criticidad de componentes, en un sistema eléctrico de distribución de configuración variante en el tiempo. Congreso Internacional de Electromecánica y Eléctrica, Ecuador 2020.
- 2) Felipe Salguero, Mauricio Holguín, Germán Holguín. Metodología para la asignación de confiabilidad, con base en análisis de importancia y criticidad, en sistemas variantes en configuración, con aplicación en sistemas eléctricos. CIMGA- Congreso Internacional de Mantenimiento y Gestión de Activos, Bogotá 2021.



## Bibliografía

- [1] Carlos Zapata. Confiabilidad en ingeniería. *Universidad Tecnológica de Pereira., Pereira, Colombia: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso-2011-zapata-1.pdf>*, 2011.
- [2] Geng Feng, Edoardo Patelli, Michael Beer, and Frank PA Coolen. Imprecise system reliability and component importance based on survival signature. *Reliability Engineering & System Safety*, 150:116–125, 2016.
- [3] M. Al-Muhaini and G. T. Heydt. A novel method for evaluating future power distribution system reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3018–3027, 2013.
- [4] M. Hashmi, S. Hänninen, and K. Mäki. Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide. In *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA)*, pages 1–7, 2011.
- [5] C. Feisst, D. Schlesinger, and W. Frye. Smart grid, the role of electricity infrastructure in reducing greenhouse gas emissions. *Cisco internet business solution group, white paper*, October 2008.
- [6] B. D. Russell and C. L. Benner. Intelligent systems for improved reliability and failure diagnosis in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1):48–56, 2010.
- [7] R. Yajun and M. Xiurui. The reliability evaluation of the power system containing wind farm using the improved state space partition method. In *2014 International Conference on Power System Technology*, pages 36–41, 2014.
- [8] C. Paidá and E. Inga. State of art, reliability in electrical distribution systems based on markov stochastic model. *IEEE Latin America Transactions*, 14(2):799–804, 2016.
- [9] Y. XUESHUN, H. KAIYUAN, L. KEYAN, M. XIAOLI, and B. MUKE. Multi-rate collaborative timing simulation for active distribution network cyber physical system. In *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pages 1458–1461, 2018.
- [10] S. Xin, Q. Guo, H. Sun, B. Zhang, J. Wang, and C. Chen. Cyber-physical modeling and cyber-contingency assessment of hierarchical control systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(5):2375–2385, 2015.

- [11] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(1):28–42, 2013.
- [12] A. M. Shooman. Algorithms for network reliability and connection availability analysis. In *Proceedings of Electro/International 1995*, pages 309–333, 1995.
- [13] A. Carpignano, M. Piccini, M. Gargiulo, and A. Ponta. Reliability and availability evaluation for highly meshed network systems: status of the art and new perspectives. In *Annual Reliability and Maintainability Symposium. 2002 Proceedings (Cat. No.02CH37318)*, pages 104–111, 2002.
- [14] J. Xiang, L. Ye, E. Vicario, K. Tadano, and F. Machida. Analysis of relevance and importance of components in system reliability. In *2015 2nd International Symposium on Dependable Computing and Internet of Things (DCIT)*, pages 146–147, 2015.
- [15] J. Xiang, F. Machida, K. Tadano, and Y. Maeno. An imperfect fault coverage model with coverage of irrelevant components. *IEEE Transactions on Reliability*, 64(1):320–332, 2015.
- [16] A. Ghaderi, M. R. Haghifam, and S. Mostafa Abedi. Application of monte carlo simulation in markov process for reliability analysis. In *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pages 293–298, 2010.
- [17] Roy Billinton and Ronald Norman Allan. *Reliability evaluation of engineering systems*. Springer, 1992.
- [18] R. Billinton and Peng Wang. Teaching distribution system reliability evaluation using monte carlo simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):397–403, 1999.
- [19] Ali Chowdhury and Don Koval. *Power distribution system reliability: practical methods and applications*, volume 48. John Wiley & Sons, 2011.
- [20] A. S. Ahmad and K. O. Bachri. Cognitive artificial intelligence method for measuring transformer performance. In *2016 Future Technologies Conference (FTC)*, pages 67–73, 2016.
- [21] Jaroslav Menčík. Monte carlo simulation method [m]. *Concise Reliability for Engineers*, page 107, 2016.
- [22] Roy Billinton and Wijarn Wangdee. Delivery point reliability indices of a bulk electric system using sequential monte carlo simulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1):345–352, 2005.
- [23] Bouziane Bousshua and Ali Elmaouhab. Smart grid reliability using reliable block diagram case study: Adrar’s isolated network of algeria. In *2019 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, pages 1–6. IEEE, 2019.

- [24] Abhijit Bhattacharyya and Neetu Sood. Semianalytic ber estimation of sc-qpsk under nakagami-m frequency selective fading channel with diversity reception. *International Journal of Information and Electronics Engineering*, 4(1):67, 2014.
- [25] Fardin Ahmadizar, Khabat Soltanian, Fardin AkhlaghianTab, and Ioannis Tsoulos. Artificial neural network development by means of a novel combination of grammatical evolution and genetic algorithm. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 39:1–13, 2015.
- [26] Katarzyna Pentoś. The methods of extracting the contribution of variables in artificial neural network models—comparison of inherent instability. *Computers and Electronics in Agriculture*, 127:141–146, 2016.
- [27] Jin Long, Kuang Xueyuan, Huang Haihong, QIN Zhinian, and WANG Yehong. Study on the overfitting of the artificial neural network forecasting model. *Journal of Meteorological Research*, 19(2):216–225, 2005.
- [28] Raymond H Myers, Douglas C Montgomery, and Christine M Anderson-Cook. *Response surface methodology: process and product optimization using designed experiments*. John Wiley & Sons, 2016.
- [29] Aleksandar Minja, Ivan Stanojević, and Vojin Šenk. Novel quasi-analytical simulation method for estimating the error probability in awgn channel. In *2015 38th International Conference on Telecommunications and Signal Processing (TSP)*, pages 1–5. IEEE, 2015.
- [30] Kai Xiao, Y Gun, and Yongjian Xi. New algorithm for large power system reliability evaluation. *JOURNAL-TSINGHUA UNIVERSITY*, 39:12–15, 1999.
- [31] Chao Feng, Hong Zhang, Shuai Yan, Yangzhen Fu, and Xiaohong Bao. Reliability evaluation for distribution system based on probabilistic model checking. In *2017 Second International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE)*, pages 1–6. IEEE, 2017.
- [32] Fathollah Bistouni and Mohsen Jahanshahi. Analyzing the reliability of shuffle-exchange networks using reliability block diagrams. *Reliability Engineering & System Safety*, 132:97–106, 2014.
- [33] M El-Metwally, M El-Shimy, A Mohamed, M Elshahed, and A Sayed. Reliability assessment of wind turbine operating concepts using reliability block diagrams (rbds). In *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pages 430–436. IEEE, 2017.
- [34] Salvatore Distefano and Antonio Puliafito. Dependability evaluation with dynamic reliability block diagrams and dynamic fault trees. *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, 6(1):4–17, 2009.
- [35] Marcantonio Catelani, Lorenzo Ciani, and Matteo Venzi. Rbd model-based approach for reliability assessment in complex systems. *IEEE Systems Journal*, 13(3):2089–2097, 2018.

- [36] Richard Eric Brown, Shalini Gupta, Richard D Christie, Subrahmanyam S Venkata, and R Fletcher. Distribution system reliability assessment using hierarchical markov modeling. *IEEE Transactions on power Delivery*, 11(4):1929–1934, 1996.
- [37] Gomaa A Hamoud and Cynthia Yiu. Use of mobile unit substations in redundant customer delivery systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3):1403–1409, 2013.
- [38] Nadia Accoto, Tobias Ryden, and Piercesare Secchi. Bayesian hidden markov models for performance-based regulation of continuity of electricity supply. *IEEE transactions on power delivery*, 25(3):1236–1249, 2010.
- [39] Wei-Chang Yeh, Yi-Cheng Lin, Yuk Ying Chung, and Mingchang Chih. A particle swarm optimization approach based on monte carlo simulation for solving the complex network reliability problem. *IEEE Transactions on Reliability*, 59(1):212–221, 2010.
- [40] Carmen LT Borges, Djalma M Falcao, Joao Carlos O Mello, and Albert CG Melo. Composite reliability evaluation by sequential monte carlo simulation on parallel and distributed processing environments. *IEEE Transactions on power systems*, 16(2):203–209, 2001.
- [41] Enrico Carpaneto, Alessandra Mosso, Andrea Ponta, and Emiliano Roggero. Comparison of reliability and availability evaluation techniques for distribution network systems. In *Annual Reliability and Maintainability Symposium. 2002 Proceedings (Cat. No. 02CH37318)*, pages 563–568. IEEE, 2002.
- [42] Ramachandra Ramakumar. *Engineering reliability: fundamentals and applications*. Prentice Hall, 1993.
- [43] C Singh and J Mitra. Monte carlo simulation and intelligent search methods. In *IEEE Tutorial on Electric Delivery System Reliability Evaluation*, pages 23–38. IEEE, 2005.
- [44] R Ashok Bakkiyaraj and Narayanan Kumarappan. Evaluation of composite reliability indices based on non-sequential monte carlo simulation and particle swarm optimization. In *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, pages 1–5. IEEE, 2010.
- [45] Wei-Chang Yeh, Yi-Cheng Lin, Yuk Ying Chung, and Mingchang Chih. A particle swarm optimization approach based on monte carlo simulation for solving the complex network reliability problem. *IEEE Transactions on Reliability*, 59(1):212–221, 2010.
- [46] Lin Yu-Feng, Zhong Jin, Felix Wu, et al. Discussion on smart grid supporting technologies. *Power System Technology*, 33(12):8–14, 2009.
- [47] Hongxing Yang, Zhou Wei, and Lou Chengzhi. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Applied Energy*, 86(2):163–169, 2009.
- [48] Su Sheng, Duan Xianzhong, and WL Chan. Probability distribution of fault in distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1521–1522, 2008.

- [49] Benjamin A Carreras, Vickie E Lynch, David E Newman, and Ian Dobson. Blackout mitigation assessment in power transmission systems. In *36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2003. Proceedings of the*, pages 10–pp. IEEE, 2003.
- [50] Tao Zheng and HaoShuai Jia. Application of multi-agent and impedance-based algorithm for fault location in power distribution systems with dg. In *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, volume 2, pages 1044–1049. IEEE, 2011.
- [51] Wilmar A ROSAS, Fabian A MEDINA, and Jairo A MESA. Metodologías de evaluación del riesgo en ciberseguridad aplicadas a sistemas scada para compañías eléctricas. *Revista ESPACIOS*, 41(07), 2020.
- [52] Om Prakash Yadav and Xing Zhuang. A practical reliability allocation method considering modified criticality factors. *Reliability Engineering & System Safety*, 129:57–65, 2014.
- [53] HW Buck. Duplication of electrical apparatus to secure reliability of service. *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, 24(5):267–274, 1905.
- [54] Ioannis A Papazoglou and Elias P Gyftopoulos. Markov processes for reliability analyses of large systems. *IEEE Transactions on Reliability*, 26(3):232–237, 1977.
- [55] Zhen-Dong Zhao, Yun-Yong Lou, Jun-Hong Ni, and Jing Zhang. Rbf-svm and its application on reliability evaluation of electric power system communication network. In *2009 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, volume 2, pages 1188–1193. IEEE, 2009.
- [56] Frank PA Coolen and Tahani Coolen-Maturi. Generalizing the signature to systems with multiple types of components. In *Complex systems and dependability*, pages 115–130. Springer, 2013.
- [57] Frank PA Coolen and Tahani Coolen-Maturi. Modelling uncertain aspects of system dependability with survival signatures. In *Dependability problems of complex information systems*, pages 19–34. Springer, 2015.
- [58] Mandziy Bogdan, Seniv Maksym, Mosondz Natalia, and Sambir Andriy. Programming visualization system of block diagram reliability for program complex sn-4. In *Proc. of 13-th International Conference “The Experience Of Designing And Application Of Cad Systems In Microelectronics CADSM-2015”, Lviv-Slavsko*, 2015.
- [59] Enrico Zio, Luca Podofillini, and Gregory Levitin. Estimation of the importance measures of multi-state elements by monte carlo simulation. *Reliability Engineering & System Safety*, 86(3):191–204, 2004.
- [60] Wendai Wang, James Loman, and Pantelis Vassiliou. Reliability importance of components in a complex system. In *Annual Symposium Reliability and Maintainability, 2004-RAMS*, pages 6–11. IEEE, 2004.

- [61] Jinhua Mi, Michael Beer, Yan-Feng Li, Matteo Broggi, and Yuhua Cheng. Reliability and importance analysis of uncertain system with common cause failures based on survival signature. *Reliability Engineering & System Safety*, page 106988, 2020.
- [62] Jacek Malinowski. A new efficient algorithm for generating all minimal tie-sets connecting selected nodes in a mesh-structured network. *IEEE Transactions on reliability*, 59(1):203–211, 2010.
- [63] ZG Todd. A probability method for transmission and distribution outage calculations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 83(7):695–701, 1964.
- [64] DP Gaver, FE Montmeat, and AD Patton. Power system reliability i-measures of reliability and methods of calculation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 83(7):727–737, 1964.
- [65] Roy Billinton and Kenneth E Bollinger. Transmission system reliability evaluation using markov processes. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, (2):538–547, 1968.
- [66] MS Grover and R Billinton. A computerized approach to substation and switching station reliability evaluation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (5):1488–1497, 1974.
- [67] R Billinton and MS Grover. Reliability assessment of transmission and distribution schemes. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 94(3):724–732, 1975.
- [68] Roy Billinton and MS Grover. Reliability evaluation in distribution and transmission systems. In *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, volume 122, pages 517–524. IET, 1975.
- [69] Zygmund William Birnbaum. On the importance of different components in a multicomponent system. Technical report, Washington Univ Seattle Lab of Statistical Research, 1968.
- [70] R Billinton and E Wojczynski. Distributional variation of distribution system reliability indices. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (11):3151–3160, 1985.
- [71] R Billinton and R Goel. An analytical approach to evaluate probability distributions associated with the reliability indices of electric distribution systems. *IEEE transactions on power delivery*, 1(3):245–251, 1986.
- [72] Way Kuo and Xiaoyan Zhu. *Importance measures in reliability, risk, and optimization: principles and applications*. John Wiley & Sons, 2012.
- [73] Pengfei Wei, Zhenzhou Lu, and Jingwen Song. Variable importance analysis: a comprehensive review. *Reliability Engineering & System Safety*, 142:399–432, 2015.

- [74] Pengfei Wei, Fuchao Liu, Zhenzhou Lu, and Zuotao Wang. A probabilistic procedure for quantifying the relative importance of model inputs characterized by second-order probability models. *International Journal of Approximate Reasoning*, 98:78–95, 2018.
- [75] Pengfei Wei, Fuchao Liu, and Chenghu Tang. Reliability and reliability-based importance analysis of structural systems using multiple response gaussian process model. *Reliability Engineering & System Safety*, 175:183–195, 2018.
- [76] Patrik Hilber and Lina Bertling. A method for extracting reliability importance indices from reliability simulations of electrical networks. In *15th Power Systems Computation Conference, PSCC 2005, Liege, Belgium, 22 August 2005 through 26 August 2005*. Power Systems Computation Conference (PSCC), 2005.
- [77] Serkan Eryilmaz, Ozlem Ege Oruc, and Volkan Oger. Joint reliability importance in coherent systems with exchangeable dependent components. *IEEE Transactions on Reliability*, 65(3):1562–1570, 2016.
- [78] Serkan Eryilmaz, Frank PA Coolen, and Tahani Coolen-Maturi. Marginal and joint reliability importance based on survival signature. *Reliability Engineering & System Safety*, 172:118–128, 2018.
- [79] Marvin Rausand, Anne Barros, and Arnljot Hoyland. *System reliability theory: models, statistical methods, and applications*. John Wiley & Sons, 2020.
- [80] David J Smith. *Reliability, maintainability and risk: practical methods for engineers*. Butterworth-Heinemann, 2017.
- [81] Guang Yang. *Life cycle reliability engineering*. John Wiley & Sons, 2007.
- [82] Arriagada MassG. Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. *Santiago de Chile: Paidós*, 1994.